



Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

31 Mart 2022 İtibariyle Şirket'in Sahip Olduğu Doğal Gaz Dağıtımı ile İlgili İmtiyaz Sözleşmeleri Değerleme Raporu

17 Ağustos 2022



Gizli ve Özel



Engin İyikul
Ortak
engin.iyikul@pwc.com

Serdar Can Çimenser
Müdür
can.cimenser@pwc.com

PwC Yönetim Danışmanlığı A.Ş.
Süleyman Seba Cad. BJK Plaza No:48
B Blok, Kat 4 Akaretler 34357
Beşiktaş/İstanbul
T: +90 (212) 326 6060

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım
Enerji ve Yatırım A.Ş.
İçerenköy Mah., Yeşilvadi Sk.No:3
İç Kapı No:4, Ataşehir/ İstanbul

17 Ağustos 2022

Sayın Yönetim Kurulu Üyeleri,

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. ("AHLATCI" veya "Şirket") ile PwC Yönetim Danışmanlığı A.Ş. ("PwC") arasında 11.05.2022 tarihinde imzalanmış olan finansal danışmanlık hizmetleri sözleşmesi (bkz. Ekler) kapsamında Şirket'in sahibi olduğu, doğal gaz dağıtım faaliyetlerini yürütme hakkı veren 9 adet imtiyaz sözleşmesinin ("İmtiyaz Sözleşmeleri") değerlerinin tahmin edilmesi için hazırlanan çalışmanın detayları ektedir. Çalışmamız, rapor tarihi itibarıyla tamamlanmış olup bu tarihten sonraki gelişmeler dikkate alınmamıştır.

Raporumuz, AHLATCI yönetiminin ve danışmanlarının vermiş olduğu bilgiler doğrultusunda hazırlanmıştır. Kullanılan bilgiler, varsayımlar ve projeksiyonlar tarafımızca sorgulanarak ve gerektiği takdirde Şirket yönetimi ile tartışılarak çalışmamızda yer almıştır. Bu çalışma; 2022 yılı bütçesinin hedeflediği gibi gerçekleşeceği ve projeksiyon dönemi hedeflerinde önemli bir değişim olmadan Doğalgaz Dağıtım Şirketleri'nin iş planı hedeflerine ulaşacağı varsayımı altında İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerlerinin tahmin edilmesi için düzenlenmiştir. Bunun yanı sıra Şirket yönetimi tarafından hazırlanan projeksiyonların gerçekleştirilebilirliği konusunda bir görüş verilmemektedir.

Bu rapor sadece AHLATCI yönetimi için hazırlanmıştır. Aksi belirtilmediği sürece PwC, raporun üçüncü şahıs ve kurumlar tarafından kullanımından doğabilecek hiçbir sorumluluğu kabul etmemektedir. Bunun yanı sıra Raporumuz yazılı iznimiz olmadan Şirket Yönetimi, Sermaye Piyasası Kurulu ve Şirket'in bağımsız denetçileri dışında kalan üçüncü şahıslara dağıtılamaz ve/veya başka amaçlarla kullanılamaz. Bu konuda PwC onay verse dahi, Rapor'un muhatabı AHLATCI yönetimi olarak kalacaktır.

Saygılarımızla,

Engin İyikul

Ortak

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

2

İçindekiler

Giriş	4
Çalışma Özeti	11
Doğalgaz Piyasası ve AHLATCI	13
Değerleme Analizi	35
Ekler	126

Rapora İlişkin Genel Bilgiler (1/3)

Projenin Kapsamı

Bu rapor AHLATCI ile PwC arasında 11.05 2022 tarihinde imzalanan finansal danışmanlık sözleşmesine göre Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.'nin 31 Mart 2022 tarihi itibari ile sahip olduğu İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerlerinin tahmin edilmesi çalışmasını içermektedir. İmtiyaz Sözleşmeleri için tahmin edilecek gerçeğe uygun değerlerin Uluslararası Finansal Raporlama Standartları/Sermaye Piyasası Mevzuatı çerçevesinde yapılacak bağımsız denetim raporlarında kullanılacağı anlaşılmaktadır.

PwC; değerlendirme çalışması kapsamında, İmtiyaz Sözleşmeleri'nin kullanarak faaliyet gösteren Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin aktiflerinin fiziki mevcudiyeti ve kanuni mülkiyetine ilişkin herhangi bir araştırma yapmadığı gibi bu konularda herhangi bir sorumluluk da kabul etmemektedir. Bununla birlikte, PwC, mülkiyete ilişkin İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerini etkileyebilecek gizli ya da beklenmedik herhangi bir durum veya engelin olmadığını varsaymaktadır. *Değerleme çalışmalarında bulunan sonuçlar birçok durumda sübjektif ve kişisel hükümlere bağlıdır. Bu nedenle, çalışma sonucunda kesin bir değere ulaşmak mümkün olmamakla birlikte çeşitli varsayımlar altında bir değer aralığı tahmin etmek daha uygundur.*

Fiyat ve Değer Kavramı

Raporun okunması ve yorumlanması sırasında “fiyat” ve “değer” kavramlarının birbirinden ayrılması büyük önem taşımaktadır. Fiyat bir alıcının herhangi bir mal veya hizmet için satıcıya ödemeye hazır olduğu tutardır. Bu fiyatın, değerlendirme çalışması sonucu tahmin edilen değere eşit olması beklenmemelidir.

Bu raporda baz alınan değer 31 Mart 2022 tarihi itibarıyla lisans süreleri boyunca İmtiyaz Sözleşmeleri'nin “Makul Piyasa Değeri”dir. “Makul Piyasa Değeri” istekli bir satıcı ve istekli bir alıcı arasında hiçbir kısıtlama ve zorlama olmadan ve bu konuyla ilgili bilgilerin rahatlıkla elde edilebildiği serbest bir piyasa ortamında gerçekleşecek hisse senedi ya da varlık satışında oluşması beklenen değer olarak tanımlanabilir. Bu rapor kapsamında tahmin edilen değer aralığı, İmtiyaz Sözleşmeleri'nin muhtemel alım/satımına temel teşkil edecek kesin bir satış fiyatı olarak değerlendirilmemeli, bunun sadece AHLATCI yönetimine İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değeri hakkında bir veri sağlaması beklenmelidir.

Bilgi Kaynakları

Bu rapor, Şirket yönetiminin sağladığı bilgiler dikkate alınarak hazırlanmıştır. Sağlanan bilgiler, 2019-2021 yılları arasında bağımsız denetimden geçmiş mali tablolar, 2019-2021 yılları arasında Vergi Usul Kanunu'na (VUK) göre hazırlanmış mali tablolar, 2022 yılı ilk 3 aylık dönemine ait Vergi Usul Kanunu'na (VUK) göre hazırlanmış aylık mali tablolar, birinci ve ikinci dönem tarife tabloları, temel operasyonel göstergelerin yanı sıra her bir dağıtım bölgesi için lisans dönemlerinin sonuna kadar olan yıllara ilişkin varsayım ve projeksiyonları da içermektedir. Sağlanan bu bilgiler tarafımızca sorgulanarak çalışmamızda yer almıştır.

PwC, AHLATCI yönetimi tarafından sağlanan finansal verilerin ticari anlamda gerçekleştirilebilirliği ve sonuçlarının doğruluğu üzerine bir çalışma yapmamıştır. Ulaşılan sonuçlar Şirket yönetimi tarafından sağlanan bilgilerin doğruluğu ve bütünlüğüne bağlıdır. Bu bilgiler tarafımızca sorgulanarak, gerektiğinde AHLATCI yönetimi ile tartışılarak revize edilmiş ve çalışmamızda yer almıştır. PwC, bu çalışma kapsamında AHLATCI 'ya ait mali tabloları ve diğer bilgileri denetlememiştir. Dolayısıyla bu raporda yer alan mali tablolar konusunda herhangi bir görüş bildirilmemektedir.

Rapora İlişkin Genel Bilgiler (2/3)

Raporun Kullanımı

Bu rapor sadece AHLATCI yönetimi için; Şirket'in sahip olduğu İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerlerinin tahmin edilmesi amacıyla hazırlanmıştır. Aksi belirtilmediği sürece, PwC, bu raporun ve/veya yazışmaların AHLATCI yönetimi, Sermaye Piyasası Kurulu ve Şirket'in bağımsız denetçileri dışında üçüncü şahıs ve kurumlar tarafından kullanımından doğabilecek hiçbir sorumluluğu kabul etmemektedir. Bu konuda PwC onay verse dahi, raporun muhatabı AHLATCI yönetimi olarak kalacaktır. *Rapordaki bilgiler hiçbir şekilde geleceğe yönelik bir vaat olarak veya geleceği yansıtmak amacıyla hazırlanmamıştır. Her koşulda, şahısların ve kurumların kendi piyasa analizlerini ve özel incelemelerini yapmaları tavsiye edilmektedir.*

Fonksiyonel Para Birimi

Sistem kullanım bedelinin ("SKB"), başlıca gider kalemlerinin ve yatırım harcamalarının TL bazlı hesaplanması sebebiyle değerlendirme çalışmasında fonksiyonel para birimi olarak TL dikkate alınmıştır.

Değerlemede Kullanılan Yöntemler

Değerleme çalışmasında Gelir Yaklaşımı yöntemi dikkate alınmıştır.

Gelir Yaklaşımı: İndirgenmiş Nakit Akımları ("İNA")

Bu yöntemde İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değeri, projeksiyon döneminde ve devam eden dönemde yaratılması beklenen nakit akımlarının, değerlendirme tarihine indirgenmesi ile elde edilmektedir. *Gelir Yaklaşımı kapsamında Şirket yönetimi ve danışmanları tarafından sağlanan iş planları ve nakit akımı tahminleri dikkate alınmıştır.*

İNA çalışması kapsamında AHLATCI'nın gelir/giderini, kurumlar vergisi yükünü, yatırımlarını ve işletme sermayesi ihtiyacını öngören indirgenmiş nakit akımı modelleri hazırlanmıştır. İNA hesaplamasında Şirket yönetiminin sağladığı bilgiler esas alınmıştır. İNA çalışması kapsamında, AHLATCI'nın sahip olduğu Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin, lisans tarihlerinin sonuna kadar gelecekte yaratması beklenen nakit akımları, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin risk profiline uygun bir iskonto oranı kullanılarak değerlendirme tarihine indirgenmiştir.

Rapora İlişkin Genel Bilgiler (3/3)

Bağımsızlık

PwC ile bu projede çalışan danışman ve yöneticileri, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin satış ya da olası herhangi bir işleminden hiçbir maddi çıkar gözetmemektedir. Aynı şekilde, PwC'nin bu değerlendirme çalışması için alacağı ücret, bu değerlendirme çalışmasının sonuçlarına bağlı değildir. PwC'nin AHLATCI ile doğrudan ve dolaylı olarak sermaye ve yönetim ilişkisi bulunmamaktadır.

Şirket'in yöneticileri ve çalışanları bu çalışmanın sonucunu etkileyebilecek konumdadırlar. Bu nitelikteki olası etkiler benzer değerlendirme çalışmalarında da görülmektedir. PwC, bu etkinin en aza indirgenmesi için aşağıdaki adımları uygulamaktadır:

- Bu çalışmada yer alan PwC danışmanları ve yöneticileri bağımsızlıklarını korumaktadır,
- Bu çalışmada kullanılan varsayımlar ve tahminler mümkün olduğunca Şirket yönetimi ile üzerinde tartışılarak kullanılmıştır.

Çalışma İncelenirken Dikkate Alınması Gereken Konular (1/4)

İş Planı ve Geçmiş Finansallar

Çalışmamız kapsamında geçmiş yıl analizinde 2019 – 2021 yılları arasında **Vergi Usul Kanunu'na (VUK)** göre hazırlanmış mali tablolar ile 2019-2038 yılları arasındaki operasyonel göstergeler dikkate alınmıştır. Değerleme çalışmasında kullanılan varsayımlar ve tahminler AHLATCI yönetimi tarafından sağlanan, Doğal Gaz Dağıtım şirketlerinin lisans sürelerini kapsayan iş planına dayanmakta olup bu iş planı tahminleri Şirket yönetimi ve danışmanları ile mümkün olduğunca tartışılmıştır. Çalışmamız kapsamında Finansal Eksen Bağımsız Denetim ve Danışmanlık A.Ş. tarafından bağımsız denetimden geçmiş, TFRS'e hükümlerini uygun geçmiş mali tablolar incelenmiş ancak dikkate alınmamıştır.

İmtiyaz Sözleşmeleri, AHLATCI'nın değişen oranlarda kontrolü eline bulunduran hisselerine sahip olduğu, aşağıdaki illerde doğalgaz dağıtım imtiyazına sahip şirketler (Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri) tarafından kullanılmaktadır:

- Enerya Aksaray Gaz Dağıtım A.Ş. (Aksaray)
- Enerya Aydın Gaz Dağıtım A.Ş. (Aydın)
- Enerya Erzincan Gaz Dağıtım A.Ş. (Erzincan)
- Enerya Konya Gaz Dağıtım A.Ş. (Konya)
- Enerya Kapadokya Gaz Dağıtım A.Ş. (Kapadokya)
- Enerya Karaman Gaz Dağıtım A.Ş. (Karaman)
- Enerya Denizli Gaz Dağıtım A.Ş. (Denizli)
- Enerya Ereğli Gaz Dağıtım A.Ş. (Ereğli)
- Enerya Antalya Gaz Dağıtım A.Ş. (Antalya)

Tarife Dönemleri Varsayımları (2022 - 2038)

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri, 2021 yılı itibarıyla EPDK tarafından 2017 yılında belirlenen tarifelere tabi olup sistem kullanım bedelleri her yıl, ilgili yılın TÜFE oranına göre değişmektedir. Şirket ile yaptığımız görüşmelerde 2022 ortası itibarıyla mevcut tarifenin sona ereceği ve EPDK tarafından belirlenen tarife hesaplama mekanizması doğrultusunda yeni tarifeye geçileceği bilgisi tarafımıza verilmiştir. Çalışmamızda yeni tarifeye yönelik 2022 yılından itibaren bazı varsayımlar üzerinden ilerlenmiştir. *Belirli varsayımlar altında tahmin edilen yeni tarife mekanizması EPDK tarafından Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri için ayrı ayrı belirlenecek tarifeden farklılık gösterebilecektir.*

Tüketim Eşiği: EPDK'nın sistem kullanım bedeli tarifeleri hesaplamasında kullandığı değişkenler ve tüketim miktarı eşiğinde değişiklikler yapması halinde, Şirket'in mevcut marjları önemli şekilde etkilenebilir.

Çalışma İncelenirken Dikkate Alınması Gereken Konular (2/4)

Tarife Dönemleri Varsayımları (2022 - 2038) (Devam)

Abone Sayısı: Şirket tarafından paylaşılan gaz kullanıcı adetleri öngörülerine göre abone sayıları tahmin edilmektedir. Abone sayılarındaki değişim oranı, işletme giderlerine uygulanan büyüme faktörünü ve tüketim miktarını etkilemekte ve tarife üzerinde değişikliklere sebep olabilmektedir.

Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT): DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin tarife hesaplamasında kullanılan 2022 başlangıç DVT değerleri için Şirket tarafından hesaplanan düzeltme dahil DVT tutarları kullanılmıştır.

Reel makul getiri oranı ("RMGO"): Tarife dönemine yönelik getiri oranı ("RMGO") 30 Haziran 2022 itibarıyla geçerli olmak üzere EPDK tarafından %12,427 olarak açıklanmıştır. EPDK tarafından bu getirinin bileşenleri açıklanmamaktadır. Değerleme çalışması kapsamında kullanılan indirgeme oranı (AOSM) metodolojisi ile paralel olarak RMGO'nun lisans süresinin bitimine kadar değişmeyeceği varsayılmıştır. Ancak RMGO üzerinde duyarlılık analizi yapılarak, olası değişimin değer üzerindeki etkisi sunulmuştur.

Verimlilik: EPDK'nin tarife hesaplamalarında kullandığı işletme giderlerine uygulanan verimlilik parametresindeki değişiklikler, şirketlerin mevcut marjlarını etkileyebilir. Çalışmada verimlilik artış oranı %1,0 olarak kullanılmıştır.

Güvence Bedeli Depozitoları

Tutarları EPDK tarafından belirlenen güvence bedeli depozitoları (2022 yılı itibarıyla ısınma için merkezi sistemde 650 TL, kombide ise 733 TL, ocak/şofben için ise 125 TL), dağıtım şirketleri tarafından ortalama iki aylık tüketim karşılığına denk gelecek şekilde serbest olmayan müşterilerden tahsil edilmektedir. Güvence bedeli depozitoları, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri için önemli bir fon kaynağı oluşturmaktadır. Değerleme çalışmaları kapsamında, güvence bedeli depozitoları aşağıdaki sebeplerden dolayı *işletme sermayesi kalemi olarak düşünülmektedir*:

- Güvence bedeli depozitoları, Türkiye'de gaz dağıtım sektöründeki her yatırımcı için sürdürülebilir, faizsiz, işletme sermayesi finansmanı kaynağıdır,
- Mevcut mevzuat uyarınca, güvence bedeli depozitolarının geri ödemelerine yönelik kesin bir düzenleme bulunmamaktadır.

Değerleme çalışması kapsamında, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin projeksiyon dönemi boyunca toplayacakları güvence bedeli depozitolarını lisans dönemi sonunda abonelere geri ödeyecekleri varsayılmaktadır. Geri ödenecek tutar tahmin edilirken iş planları dönemi boyunca artacak güvence bedelleri tahmini TL enflasyon oranında düzeltilerek dikkate alınmıştır.

DVT Düzeltmeleri

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin DVT değerlerine her tarife döneminin sonunda düzeltmeler uygulanmıştır. İlgili dönemde Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin bağlantı gelirleri ve münferit hat gelirlerinin toplamı, servis hattı ve münferit hat yatırım tutarlarından yüksek ise kalan tutar DVT değerinden düşülmekte, düşük ise kalan tutar DVT değerine eklenmektedir. *Münferit Hat ve Servis Hattı yatırımları DVT hesaplamasında yatırım bileşeni içerisinde yer almamaktadır.*

Çalışma İncelenirken Dikkate Alınması Gereken Konular (3/4)

İmtiyaz Süresi Sonunda Tahmini DVT Değeri	<p>Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nde sabit kıymetler, <i>mevcut düzenlemelere göre dağıtım şirketlerine aittir</i>. Mevcut yönetmelik uyarınca, imtiyaz süresinin bitiminde sabit kıymetler başka bir şirket tarafından ekonomik değerleri üzerinden satın alınabilir. Bununla birlikte, imtiyaz süresinin bitimi itibarıyla mevcut sabit kıymetlerin ekonomik değerlerini hesaplamak için uygun yöntemeye yönelik belirsizlikler bulunmaktadır. Bu nedenle, sabit kıymetlerin ekonomik değerlerinin belirlenmesinde imtiyaz dönemi sonunda amortize olmamış tutar dikkate alınmıştır. Belirlenen varlık tabanı değeri imtiyaz süresinin bitiminde elden çıkarılarak, lisans döneminin sonunda nakit girişi olarak değerlendirilmektedir.</p>
Yatırım Harcaması	<p>Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin imtiyaz süresince doğal gaz dağıtım hatlarının genişletilmesi ve boru hatlarının kurulumuna ilişkin olarak önemli miktarda sermaye harcaması yapacakları öngörülmektedir. EPDK tarafından yapılan düzenlemeye göre, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin mevcut duran varlıklarını 22 yıl süre ile amortismanına tabi tutacağı öngörülmektedir. <i>Dağıtım hattının genişletilmesi ve boru hatlarının kurulumunda ilgili mercilerden gerekli onayların alınması veya başka sebeplerden kaynaklanan herhangi bir gecikme yatırım harcamalarının gecikmesine, öngörülen maliyetlerinin artmasına sebep olabilir.</i></p>
Doğal Gaz Maliyeti	<p>Çalışma kapsamında, 2022 yılı birim doğalgaz alım maliyeti, BOTAŞ tarafından açıklanan 7 aylık tarife tutarları ve geri kalan 5 aylık tarife tahminlerinin ağırlıklı ortalaması dikkate alınarak hesaplanmıştır. 2023 – 2027 yılları arasında tahmin edilen doğal gaz alım maliyetleri IMF'nin Avrupa Bölgesi için dolar bazlı fiyat değişim tahminlerinin, 2022 dolar bazlı birim doğal gaz alım maliyetine uygulanması ve her yılın ortalama kur tahmini ile çarpılması sonucunda tahmin edilmiştir. 2027 sonrası için ise Dünya Bankası'nın uzun vadeli doğal gaz fiyatı tahmini ve USD/TL kur tahminleri dikkate alınmıştır.</p>
Net İşletme Sermayesi (NİS)	<p>Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları arasında gerçekleşen bakiyeler incelenerek ortalama gün sayıları hesaplanmış ve Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'ne ait net işletme sermayesi bakiyeleri tahmin edilmiştir. <i>Net işletme sermayesi bakiyeleri hesaplanırken, diğer dönen varlıklar içerisindeki devreden KDV ve peşin ödenen vergiler, ve diğer cari yükümlülükler içerisindeki gider tahakkukları ve dönem karı vergi karşılıkları dikkate alınmamıştır.</i></p>
2022 yılı Finansal Tahminleri	<p>Çalışma kapsamında, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin değerlerini gelecek beklentilerini ve tarife etkilerini daha doğru yansıtacağı öngörüsü ile en doğru şekilde yansıtmak amacıyla gelir yaklaşımı kullanılmıştır. 2022 yılı için tahmin edilen indirgenmiş nakit akımı kalemleri, yıllık tahminlerden, 3 aylık gerçekleştirmeler çıkarılarak 9 aylık dönem tahminleri üzerinden hesaplanmış ve değerlemelerde kullanılmıştır.</p>

Çalışma İncelenirken Dikkate Alınması Gereken Konular (4/4)

Münferit Hat Gelirleri

Münferit hat gelirleri, müşteriler ile yapılan sözleşmelerde anlaşılan karlılık oranları üzerinden belirlenmektedir. Şirket münferit hat yatırımları ile ilgili gelirlerin, yatırım maliyetlerine ortalama %50' oranında bir karlılık uygulanarak elde edildiğini belirtmiştir. *Ancak müşteriler ile yapılan münferit hat sözleşmelerinde, yatırımın içeriğine ve müşteri ile yapılan anlaşmaya istinaden farklı oranlar uygulanabilmektedir.*

Diğer Gelirler (Bağlantı, Re-Aktivasyon, Proje Onay)

Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin bağlantı gelirleri, EPDK tarafından belirlenen abone bağlantı bedeli üzerinden hesaplanmaktadır. Tarife hesabında tespit edilen gelir gereksinimlerinden düşülen proje onay ve re-aktivasyon gelirleri de EPDK'nın belirlediği üst bedel tutarları üzerinden tahmin edilmektedir. *Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin lisans süreleri boyunca elde edeceği bağlantı, proje onay ve re-aktivasyon gelirleri, her yılın ücret tutarına bir önceki yılın yıl sonu TL enflasyon oranları uygulanarak hesaplanmıştır.*

Güvence Bedeli Değer Artışları

İş planı dönemi boyunca doğalgaz abone sayısındaki artışa paralel reel olarak artması beklenen güvence bedelleri, aynı zamanda her dönem için TL enflasyon oranında güncellenerek dikkate alınmaktadır. Güvence bedeli yükümlülüklerinin enflasyona endekslenerek artırılması nedeniyle oluşan gayri-nakdi giderler Doğalgaz Dağıtım Şirketleri için kurgulanmış iş planları içerisinde FAVÖK içerisinde gösterilmemektedir. Söz konusu artış gayri-nakdi olması göz önünde bulundurularak, işletme sermayesi değişim tahminlerine de dahil edilmemiştir. *Ancak, söz konusu yeniden değerlendirme giderlerinin FVÖK üzerinden hesaplanan kurumlar vergisi üzerindeki etkisi, kurumlar vergisi hesaplamasında ayrıca dikkate alınmıştır.*

Değerleme Yöntemi ve Değer İçeriği

İmtiyaz Sözleşmeleri değerlendirme çalışmalarında sadece Gelir Yaklaşımı'ndan faydalanılmıştır. Bu yöntemle göre, Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin faaliyet dönemleri boyunca elde edecekleri öngörülen nakit akımları tahmin edilmiş ve uygun bir iskonto oranı ile değerlendirme tarihine indirgenmiştir. Tarife metodolojisi ile getirisi sistem kullanım bedeli üzerinden elde edilemeyecek DVT tutarının faaliyet dönemi sonunda nakde çevrileceği esas alınmaktadır. Ayrıca faaliyet dönemi boyunca yeni aboneler üzerinden hesaplanan güvence bedellerinin de imtiyaz dönemi sonunda nakit çıkışına var olacağı dikkate alınmaktadır.

İmtiyaz Sözleşmeleri için tahmin edilen değerler, tarife metodolojisinin kurgusundan dolayı doğal gaz dağıtım lisansı ve değerlendirme tarihi itibarıyla Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin faaliyetlerinde kullandıkları sabit kıymetlerin toplam değerini içerecek şekilde oluşmaktadır. Gelir Yaklaşımı kapsamında kurulan indirgenmiş nakit akımı modellerinden elde edilen sonuçlardan değerlendirme tarihi itibarıyla Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin net işletme sermayesi pozisyonları da düşülerek İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerleri tahmin edilmektedir.

Değerleme çalışmasında Piyasa Yaklaşımı dikkate alınmamıştır. İmtiyaz Sözleşmeleri'nin kendilerine özgü dinamikleri (yatırım miktarı, başlangıç DVT, kalan imtiyaz süresi, vb.) diğer dağıtım bölgeleri ile karşılaştırılabilir olmalarının önüne geçmektedir. İmtiyaz Sözleşmeleri için sunulan değerlendirme sonuçları, AHLATCI'nın Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'ndeki sahiplik oranlarından bağımsız olarak %100 varlık değeri seviyesinde sunulmaktadır.



Çalışma Özeti

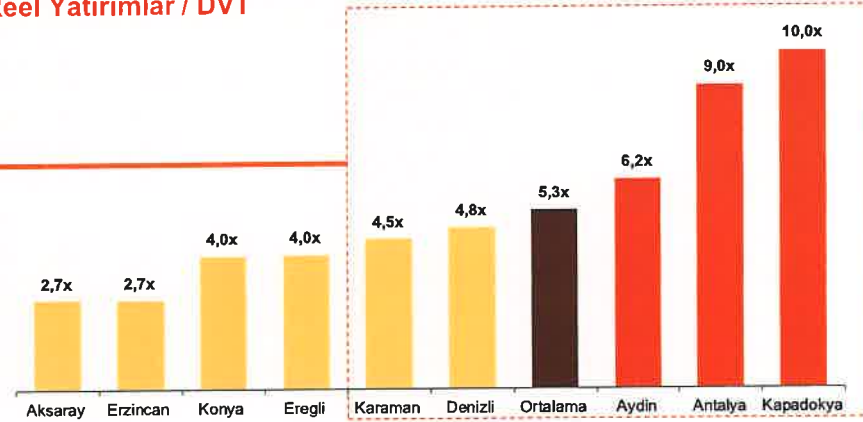
Değerleme Sonuçları

Değerleme çalışması sonucunda AHLATCI'nın sahip olduğu İmtiyaz Sözleşmeleri'nin toplam değerinin **4,1 milyar TL** ile **4,8 milyar TL** aralığında olduğu tahmin edilmiştir.

İmtiyaz Sözleşmeleri Değer Tahminleri (m TL)

Bölge	Yüksek	Baz	Düşük	İmtiyaz Değeri / DVT (X)*
Kapadokya	281	254	228	3.6x
Aydın	744	695	647	3.1x
Karaman	179	166	154	3.0x
Antalya	1,106	1,036	967	2.9x
Denizli	693	646	599	2.9x
Eregli	123	115	107	2.7x
Aksaray	252	232	213	2.6x
Erzincan	328	302	277	2.4x
Konya	1,080	995	911	2.3x
Toplam	4,784	4,443	4,103	2.8x

Reel Yatırımlar / DVT



Değerlemenin Amacı & Yöntemler

Değerleme çalışmasının amacı 31 Mart 2022 tarihi itibarıyla AHLATCI'nın sahibi olduğu Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin faaliyetlerinden kullandıkları İmtiyaz Sözleşmeleri'nin değerlerinin tahmin edilmesidir. Çalışma kapsamında Gelir Yaklaşımı ana değerlendirme yöntemi olarak kullanılmıştır. İNA çalışması kapsamında Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin 2022 yılı itibarıyla yeni tarife dönemine geçeceği varsayımı ile gelecekte yaratılması beklenen nakit akımları dikkate alınmıştır.

Değerleme çalışması sonuçlarının yorumlanmasında aşağıdaki bulguların da dikkate alınması gerekmektedir:

- Kapadokya başlangıç DVT'sine göre en yüksek miktarda yatırım yapacak bölge olduğu için (10,0x) İmtiyaz Sözleşmesi Değeri/DVT çarpanı en yüksek bölge olarak ön plana çıkmaktadır. Kapadokya aynı zamanda bütün bölgeler arasında yatırımlarının orta noktasının değerlendirilmesine uzaklığı açısından en yakın 4. bölgedir. Yatırım hızı sistem kullanım bedelinin artış hızını da belirlediği için değer oluşmasında önemli bir etkidir.
- İmtiyaz Sözleşmesi Değeri/DVT çarpanı en yüksek ilk beş bölge, aynı zamanda DVT'sine göre en yüksek miktarda yatırım harcaması yapması planlanan ilk beş bölgedir.
- Başlangıç DVT'si sınırlı olan bölgeler (tüketim çarpanı ya da mutlak tutar olarak) daha yüksek İmtiyaz Sözleşmesi Değeri/DVT çarpanı getirmektedir. Aydın ve Antalya yüksek DVT'ye sahip olmalarına rağmen, yüksek miktarda yatırım (Kapadokya'dan sonra DVT'ye oranlar 2. ve 4. bölgeler) önemli seviyede güvence bedeli faydasından (yüksek abone sayısı artışı) destek almaktadırlar.
- En yüksek DVT tutarına sahip olan, DVT'sine oranla ortalama altı yatırım bütçeleleyen ve abone sayısında sınırlı gelişim beklenen Konya, İmtiyaz Sözleşmesi Değeri/DVT çarpanı olarak en düşük seviyede kalmış bölgedir.

(* Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin düzeltme sonrası 2022 yılı başlangıç düzenlenmiş varlık tabanları (DVT) ve baz değer tahminleri dikkate alınarak hesaplanmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.

PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

12



Doğalgaz Piyasası ve AHLATCI

Doğalgaz Piyasası ve AHLATCI

1 AHLATCI

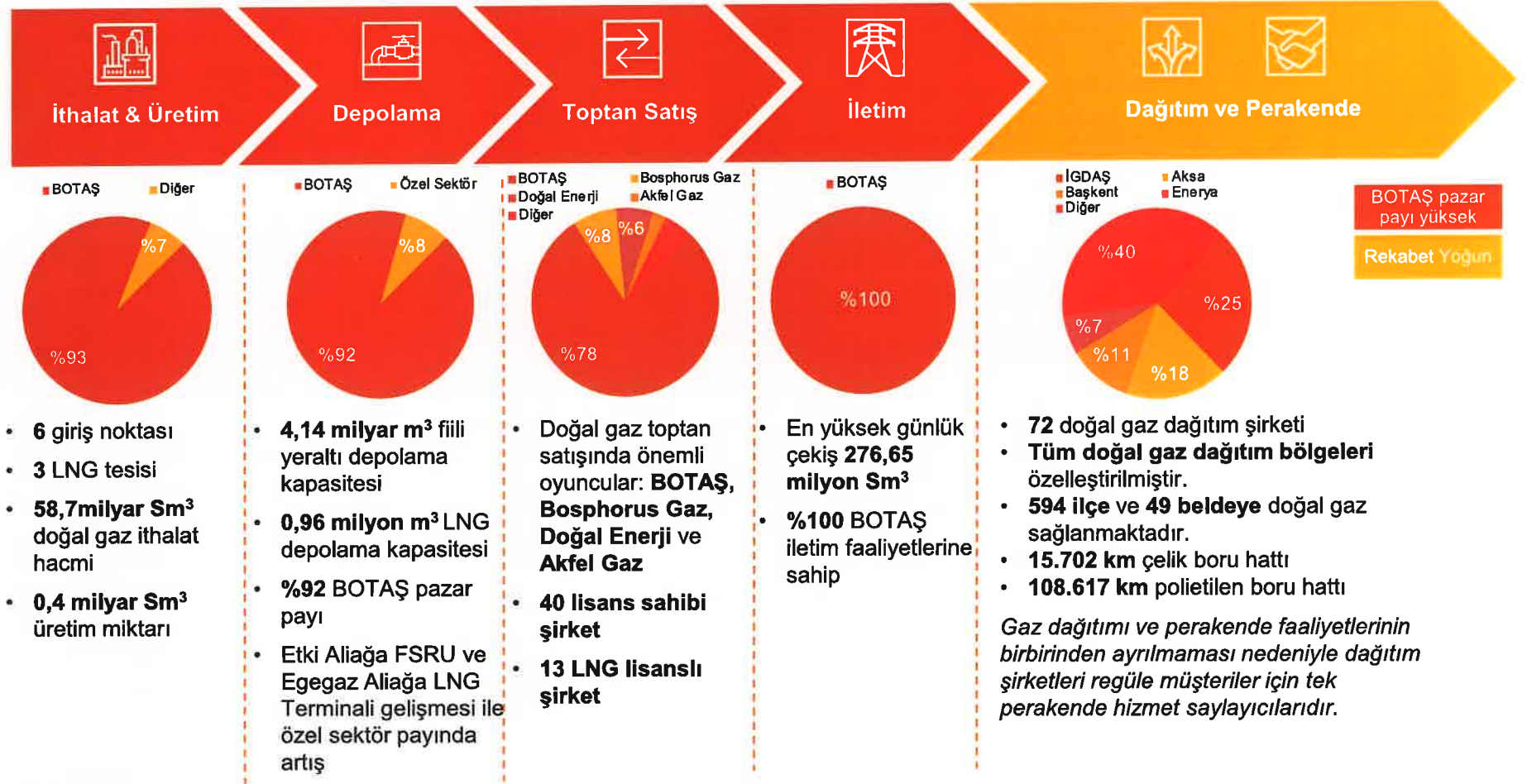
2 Genel Görünüm

13

24

25

Değer Zinciri



Kaynak: EPDK

Ahlacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

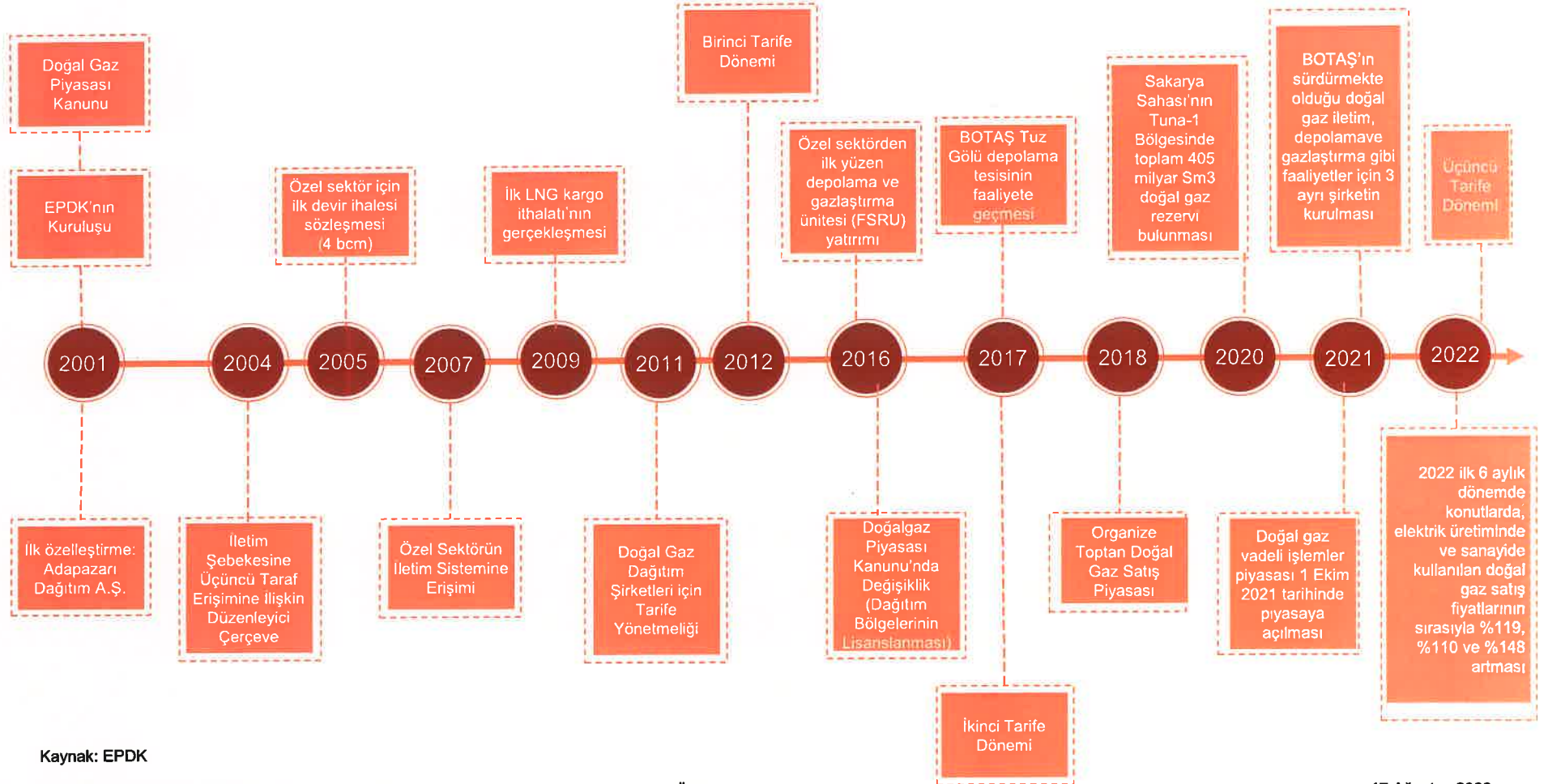
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

14

Tarihsel Gelişim

Doğal gaz piyasasında özelleştirme 2002 yılında başlamış olup en büyük il İstanbul'un yönetimi özelleştirilmemiştir. Türkiye'de bulunan 72 doğal gaz dağıtım şirketinin tamamı özelleştirilmiştir.



Kaynak: EPDK

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
15

İthalat ve Üretim

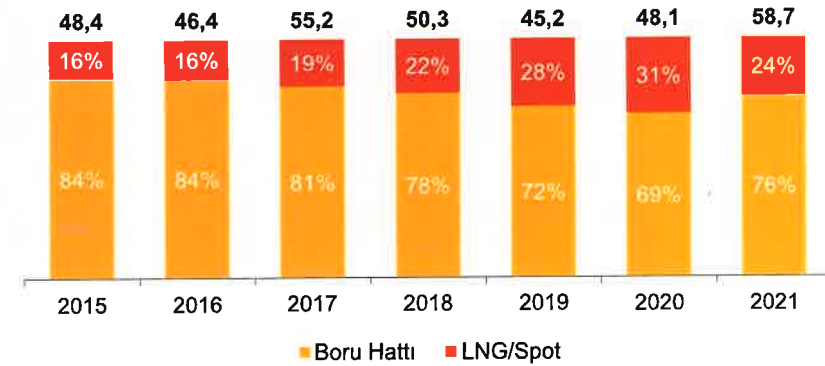
Mevcut sözleşmeler ile garanti altına alınan hacim ile piyasaya çekilip kullanıma sunulan hacim eşit olmamakla birlikte, bu durum arz-talep dengesi açısından oldukça önemlidir. Ortaya çıkabilecek bir talep fazlalığı durumunda gaz tedariği sağlanabilecek potansiyel kaynakların bulunması özellikle arz güvenliği bakımından önem taşımaktadır.

Orta ve Uzun Dönem Doğal Gaz Kontratları

İthalatçı	Ülke	Hat / Giriş Noktası	Tür	Başlangıç	Bitiş Tarihi	Kontrat Miktarı (bcm/yıl)
BOTAŞ	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	1998	Aralık 2021	4,0
Arasya Gaz	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2009	Aralık 2021	0,5
Bosphorus Gaz	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2009	Aralık 2021	0,8
Enerco Enerji	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2009	Aralık 2021	2,5
Shell Enerji	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2009	Aralık 2021	0,3
BOTAŞ	Nijerya	M Ereğlisi	LNG	2019	Ekim 2021	1,3
BOTAŞ	Cezayir	M Ereğlisi	LNG	1994	Ekim 2024	4,4
BOTAŞ	Rusya	Mavi Akım / Durusu	Boru Hattı	2003	Aralık 2025	16,0
BOTAŞ	İran	Gürbulak	Boru Hattı	2001	Temmuz 2026	9,6
BOTAŞ	Azerbaycan	TANAP	Boru Hattı	2018	Temmuz 2033	6,0
Akfel Gaz	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2012	2043	2,3
Batı Hattı	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2013	2043	1,0
Bosphorus Gaz	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2013	2043	1,8
Kibar Enerji	Rusya	Türk Akım	Boru Hattı	2013	2043	1,0
BOTAŞ (Spot)	Azerbaycan	Türkgözü	Boru Hattı	2022	Aralık 2024	6,0

9,3 bcm: Faal Değil 48 bcm: Faal¹ ¹Ocak 2022 itibarıyla faal kontratlar gösterilmektedir.

Türkiye Doğal Gaz İthalatının Dağılımı (Milyar Sm³)



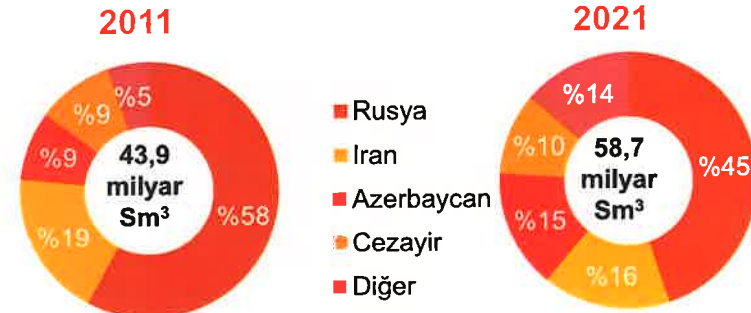
Türkiye'deki Doğal Gaz İthalat Bölgeleri (2021, Milyar Sm³)

Giriş Noktası	İthalat Miktarı	Pay
1 Durusu	16,37	%28
2 Kıyıköy	9,97	%17
3 Gürbulak	9,64	%16
4 Marmara Ereğlisi	6,70	%10
5 Seyitgazi	5,32	%11
6 Egegaz LNG	4,91	%10
7 Türkgözü	4,18	%9
8 Etki FSRU	3,01	%6
9 Dört Yol FSRU	1,31	%3

Türkiye'nin coğrafi konumu itibarıyla Avrupa ve Ortadoğu arasındaki enerji hattı üzerinde bir geçiş ülkesi olma potansiyeli bulunmaktadır.



Doğal Gaz İthalatının Ükelere Göre Dağılımı (%)



Kaynak: EPDK, BOTAŞ, Gazbir

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

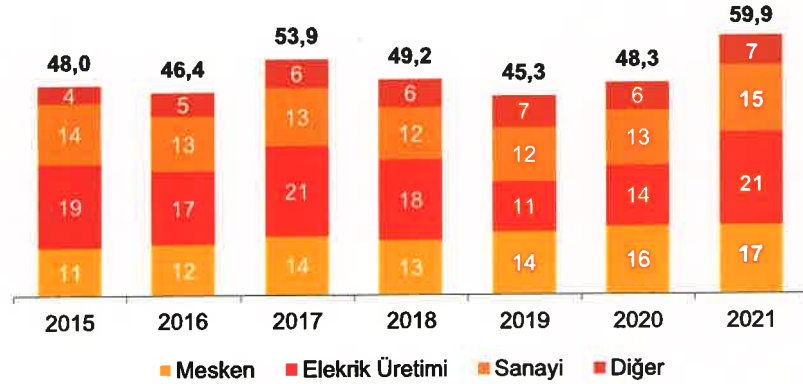
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
16

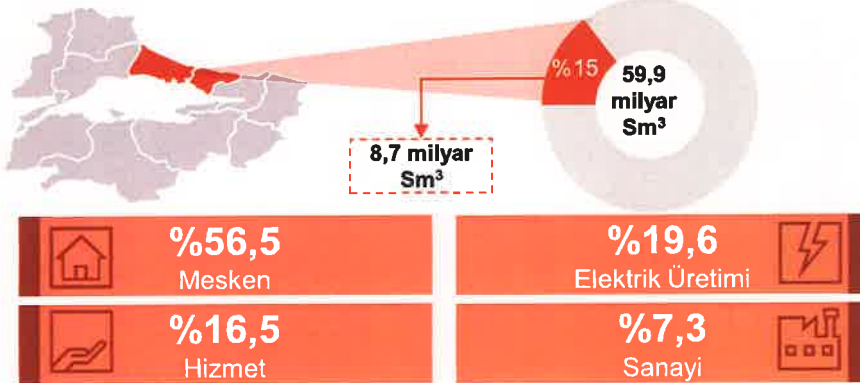
Doğal Gaz Tüketimi

Türkiye'de 2021 yılında tüketim %24 artarak 59,9 milyar Sm³ olarak gerçekleşmiştir. Artışın başlıca sebebi artan elektrik talebi ile doğal gazla elektrik üreten santrallerin tüketiminin ve artan sanayi üretimi ile sanayide kullanılan doğalgaz miktarındaki artıştır. Ayrıca, artan abone sayıları ile birlikte meskenlerde de doğalgaz tüketimi artmıştır.

Türkiye Doğal Gaz Tüketiminin Sektörlere göre Dağılımı (Milyar Sm³)



İstanbul'da Doğal Gaz Tüketimi (2021, Milyar Sm³)¹



Kaynak: EPDK

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

Doğal Gaz Satışının Dağılımı - İlk 10 Dağıtım Şirketi (2021, Milyon Sm³)²

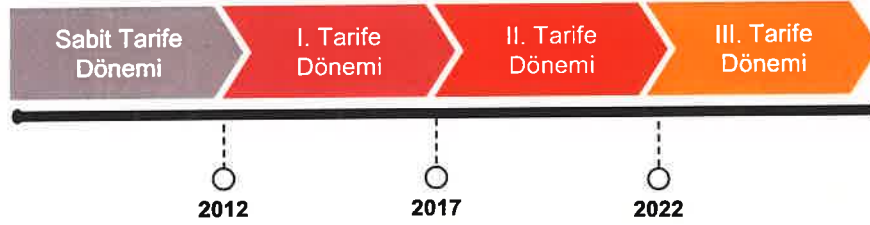
Bölge/İl	Ana Operatör	Dağıtım Şirketi	Miktar (Milyon Sm ³)	Oran (%)
İstanbul	İTANBUL	IGDAŞ	6.999	%25,3
Ankara	TORUNLAR	Torunlar (Başkent)	3.012	%10,9
İzmir	KOLIN	Kolin	1.201	%4,3
Bursa	SOCAR	Socar, Çalık	1.049	%3,8
Kocaeli	ZORLU	Zorlu Enerji	906	%3,3
Trakya	PALMET	Palmet	842	%3,0
Çukurova	AKSA	Aksa	786	%2,8
Bilecik	AKSA	Aksa	718	%2,6
Konya	ENERYA	Enerya	659	%2,4
Kocaeli	PALMET	Palmet	647	%2,3

Toplam İçerisindeki Payı **%61**

17 Ağustos 2022
17

Doğal Gaz Dağıtım Tarife Belirleme Süreci

Nihai tarife yapısı ve sistem kullanım bedeli, tahmini gelir gereksinimi ve tüketim seviyesine göre belirlenmektedir.



Tüketim Seviyeleri ve Sistem Kullanım Bedeli

EPDK tarafından belirlenen ve tüm doğal gaz dağıtım şirketleri için geçerli olan 5 farklı tüketim sınıfı bulunmaktadır. Sistem kullanım bedelleri de yanda gösterilen bu tüketim sınıflarına göre belirlenmektedir.

SKB 1	0-100k m ³
SKB 2	100,001-1m m ³
SKB 3	1,000,001-10m m ³
SKB 4	10,000,001-100m m ³
SKB 5	>100m m ³

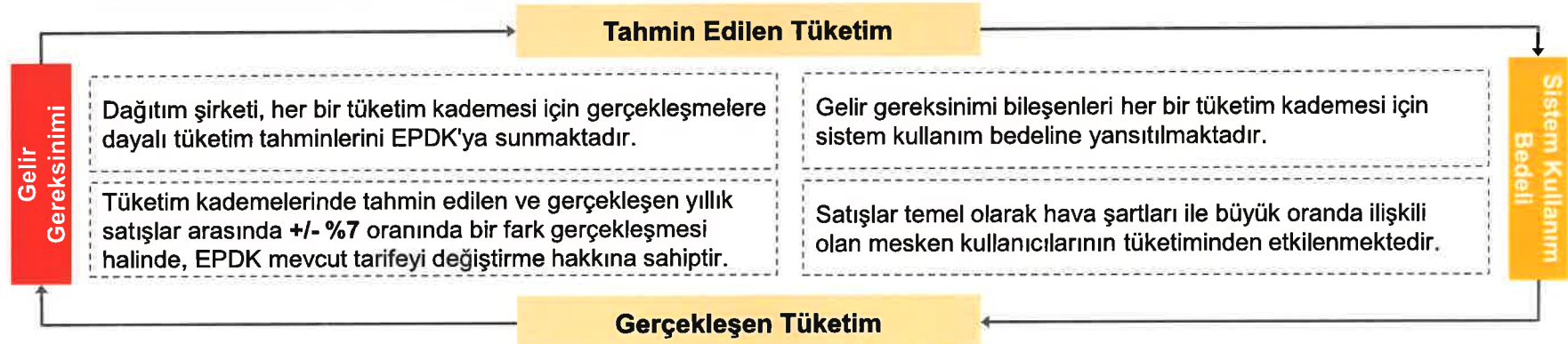
Tarife Belirleme Süreci

- Tarife önerilerinin hazırlanmasına esas olan belgenin EPDK'dan talep edilmesi
- Şirketin tarife önerilerinin ve tarife tablolarının EPDK'ya sunulması
- Tarife önerileri ve finansal tabloların EPDK tarafından incelenmesi

Yazışmalar, veri paylaşımı ve gerekli olması durumunda ek bilgi talebi

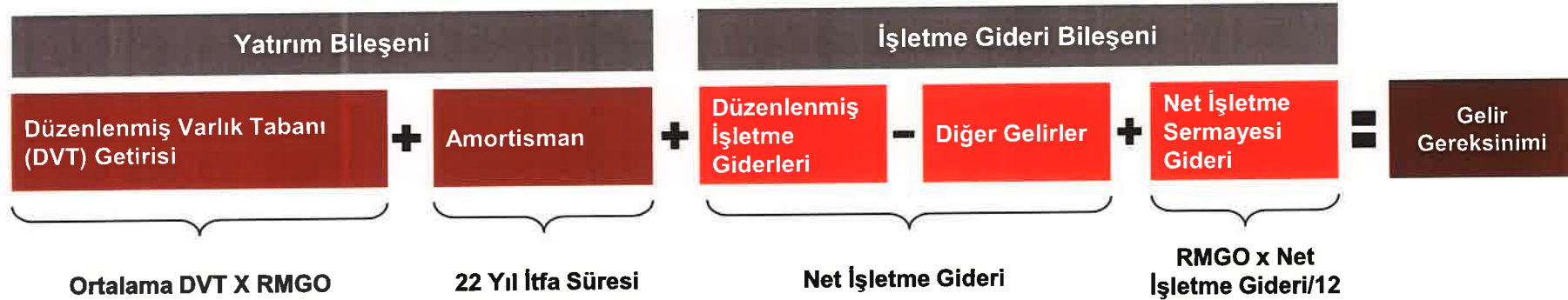
EPDK ile yapılan görüşmeler neticesinde çalışmaların dağıtım şirketi tarafından tamamlanıp sunulması

Her bir dağıtım şirketi için tarifelerin ayrı ayrı EPDK tarafından onaylanması



Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gereksinimi (1/5)

Gelir gereksinimi, dağıtım şirketinin yaptığı altyapı yatırımlarının ve katlandığı işletme giderlerinin karşılığını alabilmek için düzenleyici kurumdan talep ettiği gelir tutarıdır. Gelir gereksinimi, yatırım harcamaları ve işletme giderleri bileşenlerine göre belirlenmektedir.



Dağıtım Tarifeleri Özeti

Dağıtım tarifeleri, dağıtım faaliyetleri ve ilgili hizmetlerin fiyat, hüküm ve koşullarını içeren **düzenlemelerdir**.

Dağıtım tarifesi, dağıtım şirketlerinin düzenlenmiş sistem kapsamında yaptıkları yatırımların ve işletme maliyetlerinin getirilerini **düzenlenmiş gelir gereksinimi** şeklinde talep etmelerini sağlayan bir mekanizma olarak işlev görmektedir.

Düzenlenmiş Varlık Tabanı ("DVT"), 2012 yılından beri 5 yıllık dönemler için kullanılmaktadır.

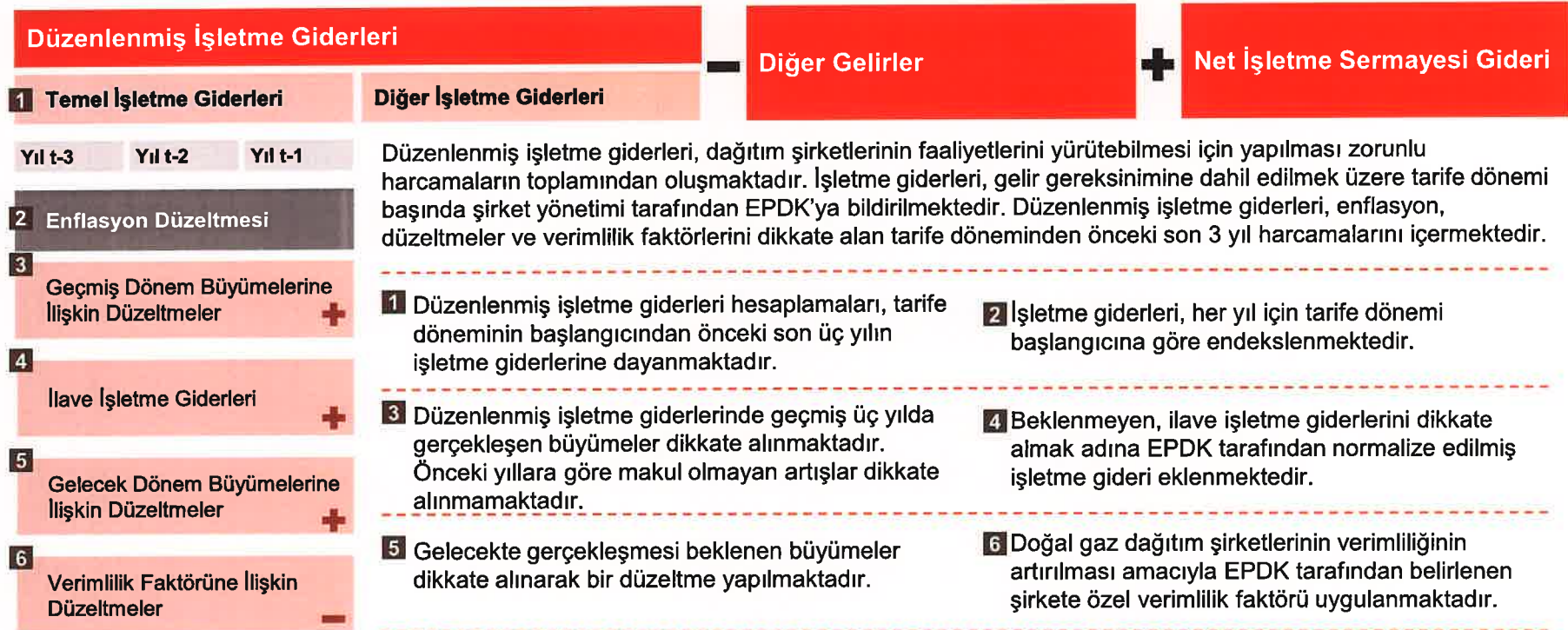
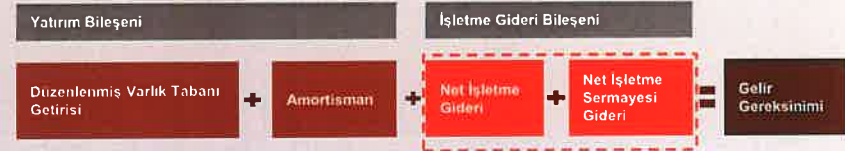
Dağıtım tarifesi, dağıtım şirketinin ilgili dönem gelir ihtiyacına bağlı olan **system kullanım bedellerini** kullanmaktadır.

Düzenleyici kurumlar, doğal gaz dağıtım şirketlerinin altyapı **yatırımlarını** DVT olarak sınıflandırır ve tarife büyük oranda DVT yatırımlarına bağlı olarak hesaplanmaktadır.

İşletme ve bakım maliyetleri altyapı yatırımları ile ilgili giderler olduğundan, **işletme giderleri** dağıtım tarifelerinin bir diğer bileşenini oluşturmaktadır.

Gelir gereksinimi, temel olarak yukarıdaki diyagramda gösterilen metodoloji ile hesaplanmaktadır. Herhangi bir harcama veya gider, ilgili tarife döneminin başlangıç yılına endekslenmesiyle hesaplanmakta, enflasyon düzeltmeleri dönem içerisinde tarifeler aracılığıyla uygulanmaktadır.

Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gereksinimi (2/5) İşletme Gideri Bileşeni



Geçmiş ve gelecek dönem büyümlerine ilişkin düzeltmeler için belirli unsurlardaki yıllık değişimlerin ağırlıklı ortalaması ile bir büyüme faktörü hesaplanmaktadır. Bu unsurların ağırlıkları EPDK tarafından belirlenmektedir.



Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gereksinimi (3/5) Yatırım Bileşeni



Düzenlenmiş Varlık Tabanı Getirisi

$\text{Ortalama DVT (n yılı)} \times \text{RMGO} < \text{Verimlilik Sonrası İşletme Giderleri} \times \%20 \rightarrow (\text{MGT} \times (\text{VS/G} \times 0,2))/2$

$$\text{Başlangıç DVT} + \text{Yatırım Harcamaları} - \text{Amortisman} = \text{Dönem Sonu DVT} \quad \text{Düzenlenmiş Gelir Tabanı (n yılı)} = \text{Ortalama (Başlangıç DVT + Bitiş DVT)}$$

Dağıtım şirketleri tarafından sunulan yatırım teklifleri ilgili mevzuat, öngörülen bağlantı bedeli geliri ve yatırım teklifi tutarının tarifeye etkisi dikkate alınarak **EPDK tarafından onaylanmakta** ve böylece dağıtım şirketleri için ilgili dönemin **yatırım tavanı** belirlenmektedir.

- **Tarifeye esas DVT**, her bir tarife yılı için tarife yılı **başlangıç** ve **dönem sonu DVT'nin ortalaması** alınarak hesaplanmaktadır. DVT getirisi, ortalama DVT'ye her tarife dönemi için EPDK tarafından açıklanan **reel makul getiri oranının** ("RMGO") uygulanması ile elde edilmektedir.
- Hesaplanan makul getiri tutarının, verimlilik parametresi uygulanmış işletme gideri bileşenleri toplamının **%20'sine** denk gelen tutardan daha düşük olması durumunda, söz konusu **iki tutarın ortalaması** ilgili tarife uygulama dönemine ilişkin toplam makul getiri tutarı olarak dikkate alınır.
- Tarifeye esas yatırım tutarı hesaplanırken, şebeke yatırım harcamalarından **vergi etkisinden arındırılmış bağlantı bedeli gelirleri** düşülmekte ve bu tutar DVT'ye eklenmektedir.
- EPDK sınıflandırmalarına göre DVT kapsamındaki yatırım harcamalarının ana kalemleri **dağıtım şebekesi yatırımları, şehir besleme hatları, fiziki olmayan yatırımlar ve diğer yatırımlardır.**

- Tarife dönemi içerisinde dağıtım şirketinin gerçekleştirdiği yatırımın, **yatırım tavanını aşması veya karşılamaması durumunda**, oluşan fark, bir sonraki uygulama dönemi için yeni tarife hesaplamasında dikkate alınır.
- EPDK, **bağlantı bedeli gelirinin** hizmet hattı/münferit hat yatırımları maliyetlerinin bir kısmını karşılayacağını dikkate almaktadır.
- 2017 yılında mevzuatta yer alan gelir gereksinimi hesaplaması güncellenmiş olup, **abone bağlantı bedeli ile hizmet hattı/münferit yatırımlar hesaplamadan çıkarılmıştır.**
- Bu giderler/gelirler, gelir gereksinimi projeksiyonlarının hesaplamalarının dışında tutulsa da, dağıtım şebekesi dahilinde gerçekleşen harcamalar olduklarından **DVT'ye tabi olmaya devam etmektedir.**

+

Amortisman

n yılına ait amortisman bedeli

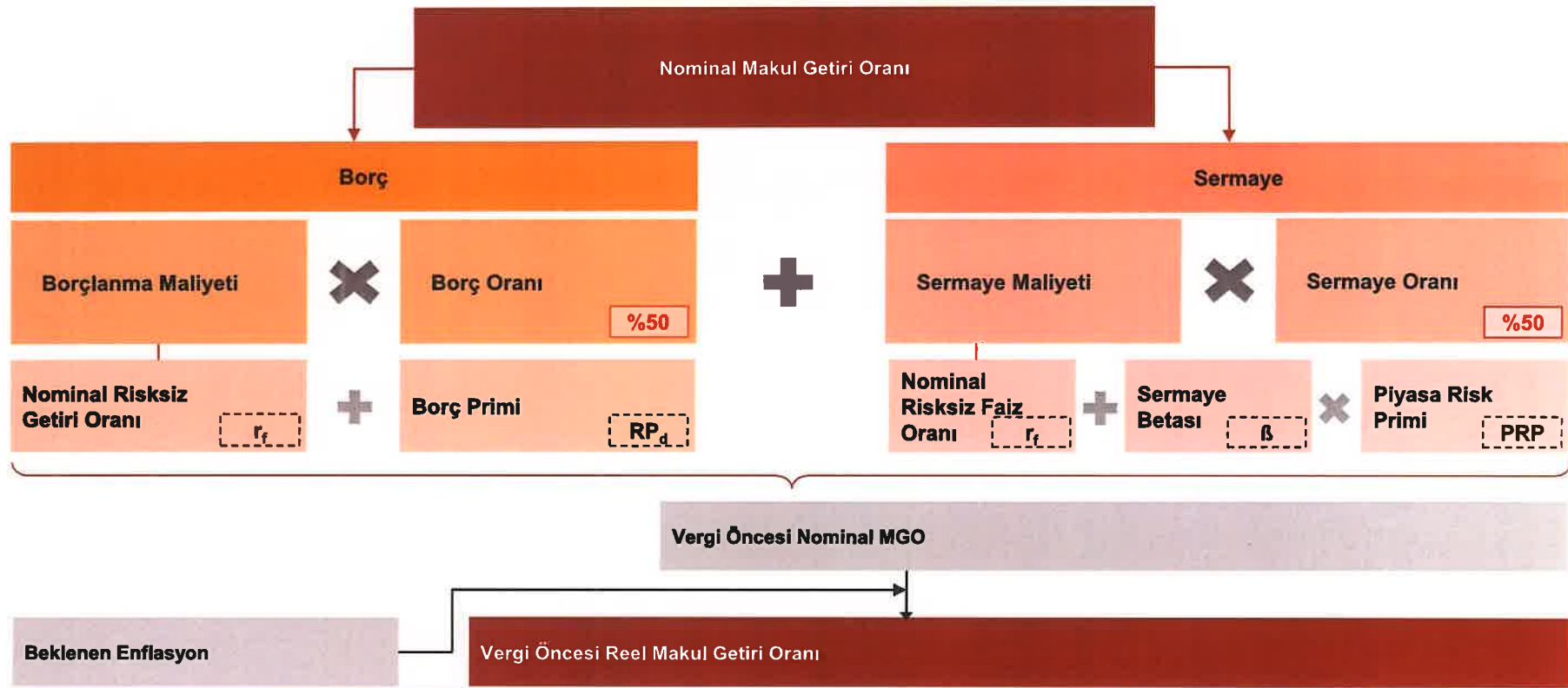
- DVT uzun süreli yatırımlardan oluştuğu için bu varlıkların yıllara göre amortismanını dikkate almak önemlidir.
- Türkiye'de doğal gaz dağıtım tarifeleri için itfa süresi, faydalı ömrü dikkate alınmadan sabit kabul edilerek **22 yıl** olarak belirlenmiştir.

Vergi Düzeltmesi

Bağlantı bedeli gelirleri dağıtım şirketinin net satışlarına eklenmektedir ancak bağlantı hatlarının maliyeti gider olarak değerlendirilmemekte ve bilançoda varlıklar altında yer almaktadır. Bu muhasebe düzenlemesinden kaynaklanan vergi etkisini ortadan kaldırmak için DVT'ye tabi bağlantı bedeline vergi düzeltmesi yapılmaktadır.

Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gereksinimi (4/5) Yatırım Bileşeni – RMGO Detayı

Reel makul getiri oranı (RMGO) her tarife dönemi için EPDK tarafından açıklanmaktadır. Bu oran, yatırımcıların güvenilir bir getiri elde etmelerini sağlamalıdır. Mevcut tarife dönemine yönelik RMGO 30 Haziran 2022 itibariyle geçerli olmak üzere %13,25 (düzeltilmiş %12,427) olarak açıklanmıştır. **RMGO'nun ayrıntıları ve hesaplama metodolojisi EPDK tarafından açıklanmamaktadır. Bu şema gösterimsel olmakla birlikte, RMGO bileşenlerine ilişkin hesaplama detaylarını sunmaktadır.**



RMGO Düzeltmesi

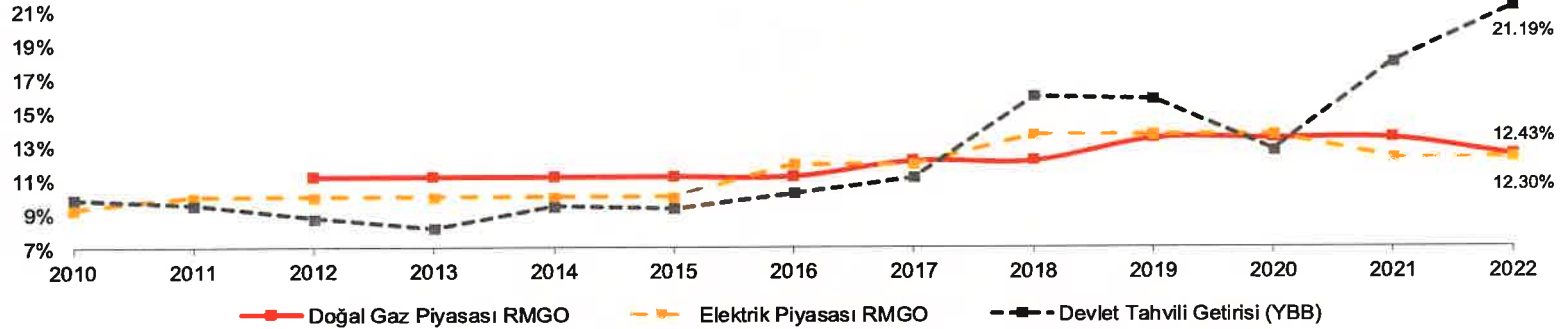
RMGO ve ortalama DVT'nin ortak değerlendirilebilmesi için, vergi öncesi RMGO aşağıdaki düzeltmeye tabidir:

$$RMGO_{(düzeltilmiş)} = RMGO / (1 + RMGO/2)$$

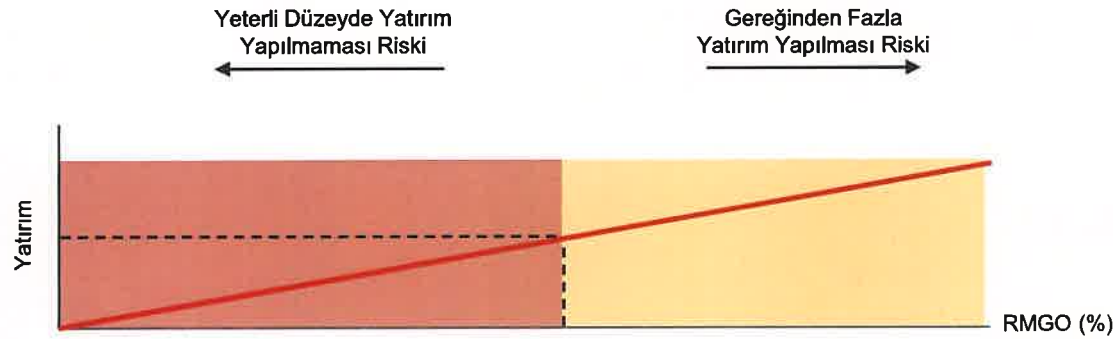
Dağıtım Şirketlerinde Gelir Gereksinimi (5/5) Yatırım Bileşeni – RMGO Karşılaştırma

Elektrik ve doğal gaz dağıtımı için DVT tarife uygulaması sırasıyla 2006 ve 2012 yıllarında başlamıştır. Her iki sektörde de tarife dönemi ve RMGO'nun 5 yılda bir güncellenmesi beklenmektedir. Ancak, EPDK RMGO'yu farklı dönemler için değiştirme yetkisine sahiptir. Sektördeki yapısal değişimler, arz/talep kaymaları, finansal kompozisyonlar ve benzeri nedenler RMGO'nun tarife dönemi içerisinde değişmesinde etkili olabilmektedir.

Doğal Gaz Piyasası RMGO – Elektrik Piyasası RMGO – Devlet Tahvili Getirisi



RMGO'nun Yatırımlar Üzerine Etkisi



RMGO, yatırımlar ile dağıtım şirketinin "istenen getirisi" arasında bir köprü kurmaktadır. Düşük bir RMGO yetersiz yatırımla sonuçlanabileceği için, düzenleyici kurumun belirlediği oran, yatırım risklerini önlemek için yeterince iyi olmalıdır. Bu durumun tam tersi de mümkündür.

1 AHLATCI



AHLATCI

Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
24

Genel Görünüm (2021)

Ahlatcı Holding A.Ş., 2021 yılında Enerya Enerji A.Ş.'ye ait 9 bölgede ki 10 doğal gaz dağıtım lisansını devralmış olup bu bölgelerde doğal gaz dağıtım faaliyetleri gerçekleştirmektedir.

Enerya Enerji'nin ticari unvanı 10 Ocak 2022 tarihi itibarıyla Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. olarak değiştirilmiştir.

- **10 ilçe 9 bölge** (Aksaray, Antalya Aydın, Denizli, Ereğli, Erzincan, Kapadokya (Nevşehir & Niğde) Karaman, Konya)
- **4.127 m m³** toplam gaz tüketimi
- **1.524 bin** abone sayısı*
- **16.234 km** hat uzunluğu
- **319 m TL** yatırım harcamaları

Harita



Ahlatcı Holding
2021'den beri
AHLATCI'nın tek
hissedarı
konumundadır.

Özet Finansal Veriler – VUK*

m TL	2019	2020	2021
Net Satışlar	2.288	2.715	3.736
FAVÖK	214	250	276
FAVÖK Marjı	%9,4	%9,2	%7,4

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

* Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri'nin VUK'a göre hazırlanmış kombine finansal sonuçları üzerinden derlenmiştir.

Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
25

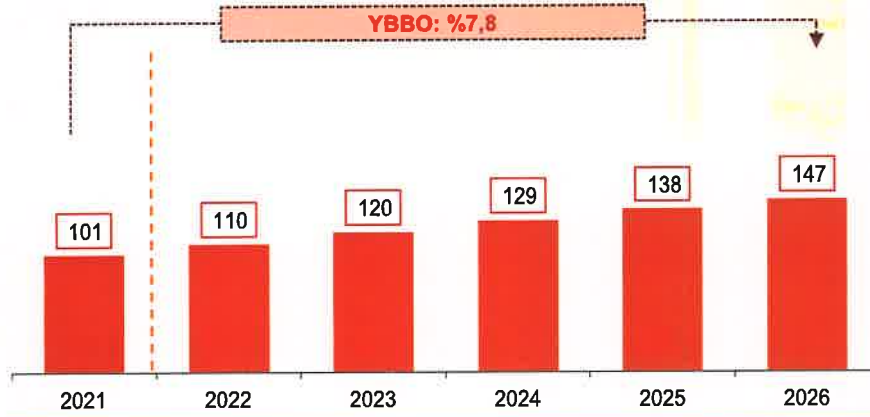
Aksaray

Temel Performans Göstergeleri

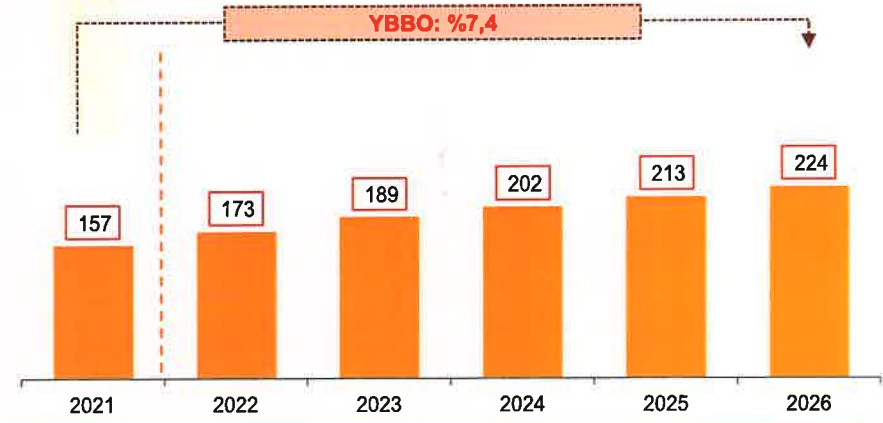
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
25/05/2004	25/05/2034	%90	104



Abone Sayısı ('000 BBS)



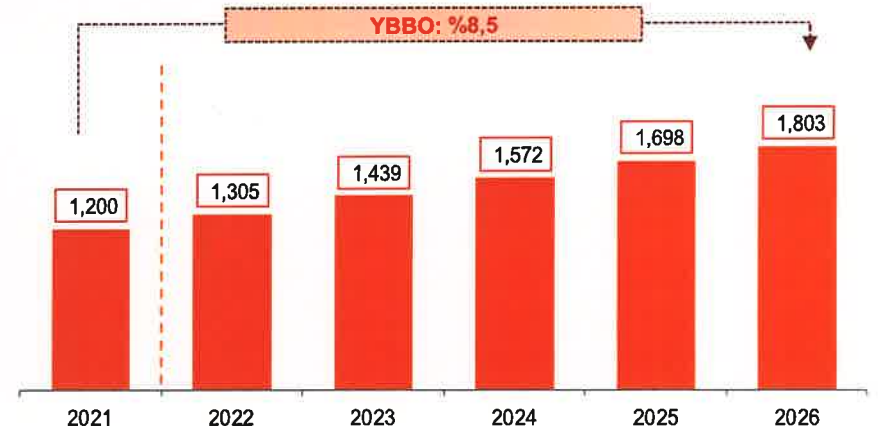
Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Yatırım Harcamaları (m TL)



Hat Uzunluğu (km)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi
Ahlacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
26

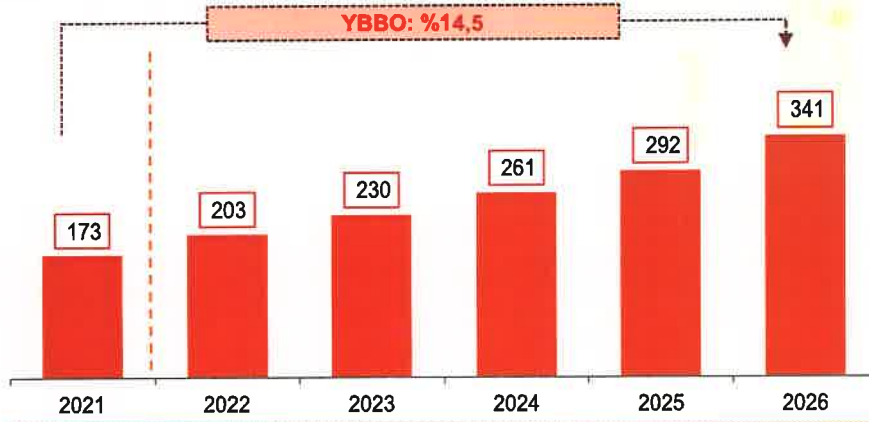
Antalya

Temel Performans Göstergeleri

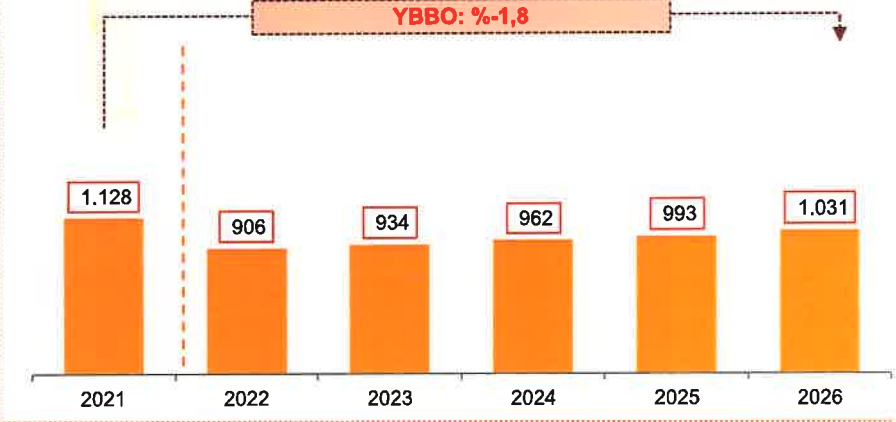
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
12/10/2006	12/10/2036	%90	363



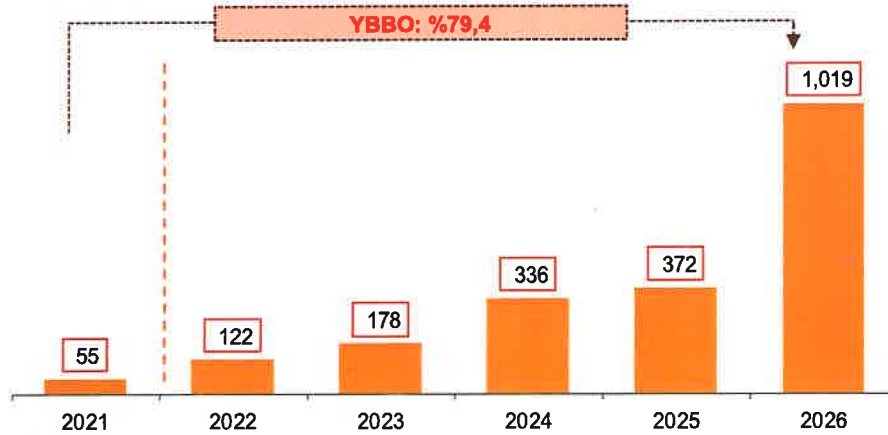
Abone Sayısı ('000 BBS)



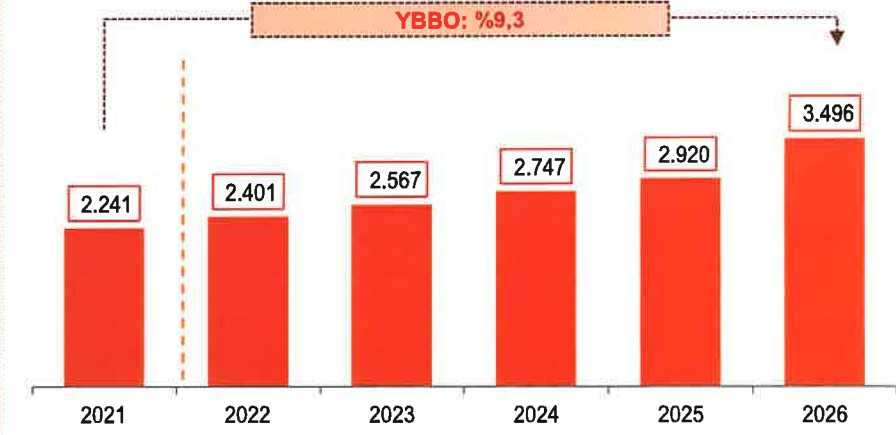
Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Yatırım Harcamaları (m TL)



Hat Uzunluğu (km)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi
Ahlacılı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
27

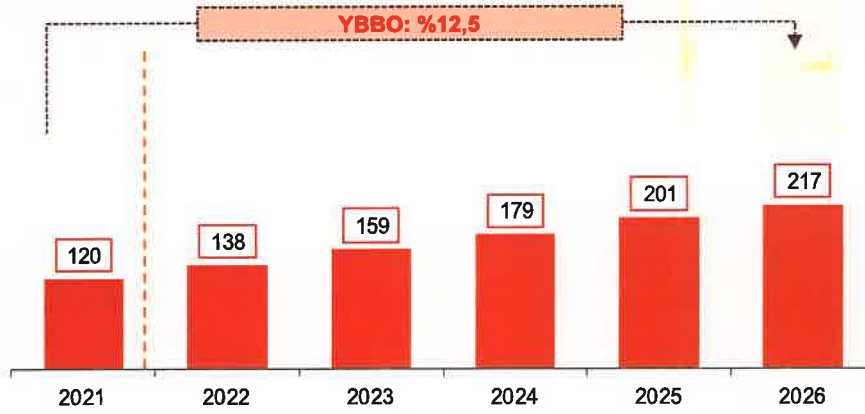
Aydın

Temel Performans Göstergeleri

Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
21/08/2008	21/08/2038	%90	247



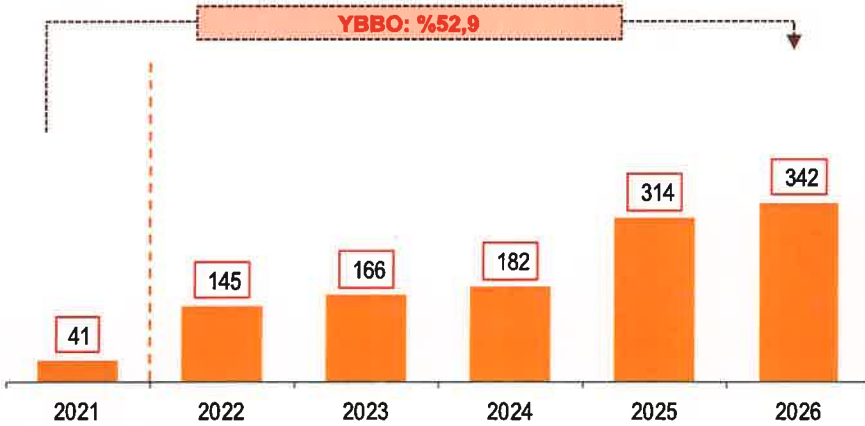
Abone Sayısı ('000 BBS)



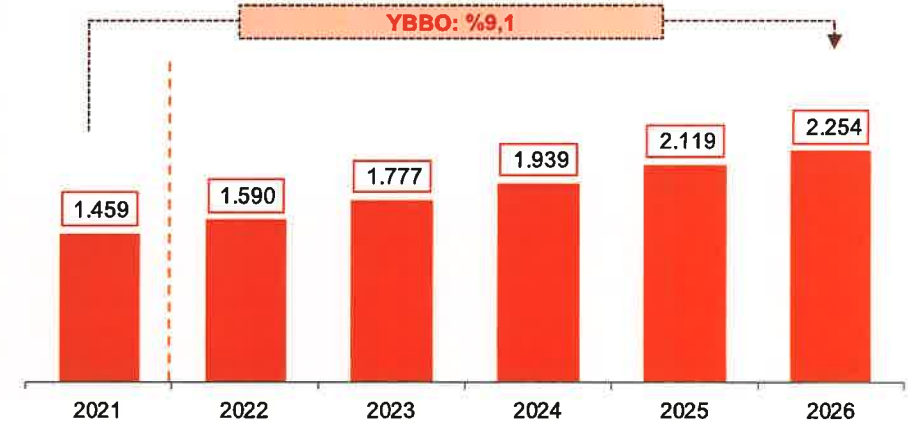
Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Yatırım Harcamaları (m TL)



Hat Uzunluğu (km)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi
Ahlacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
28

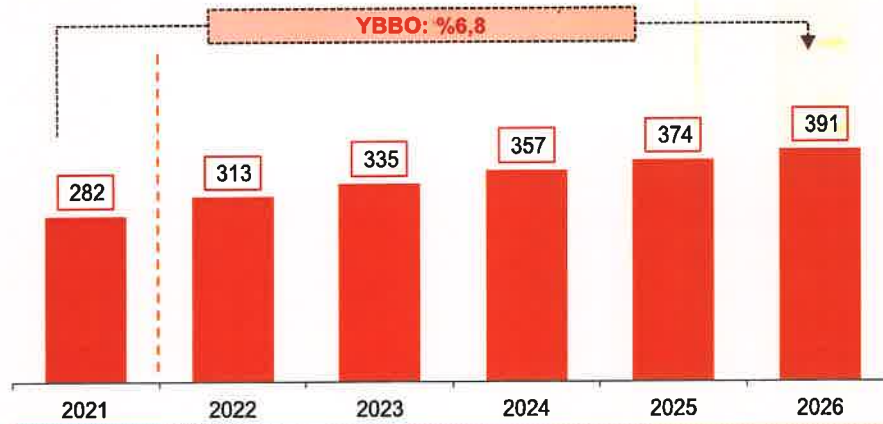
Denizli

Temel Performans Göstergeleri

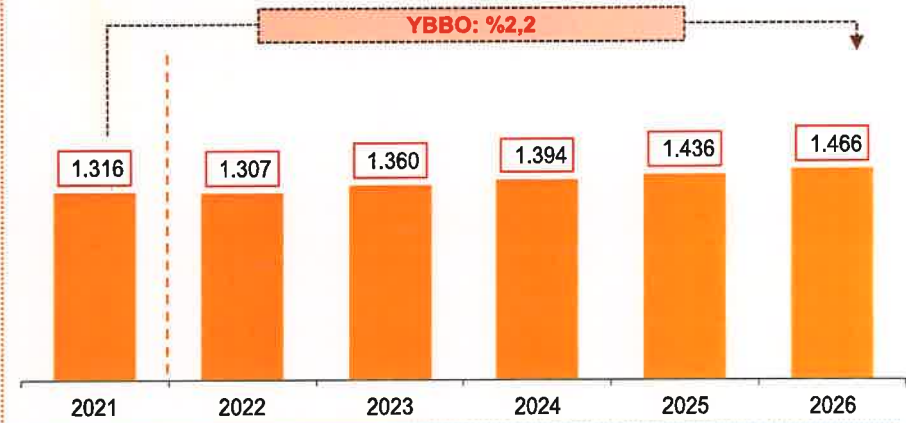
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
16/02/2006	16/02/2036	%90	243



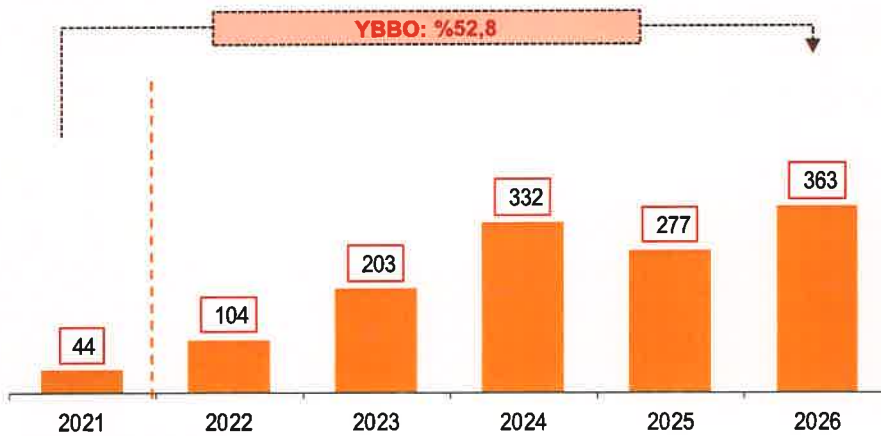
Abone Sayısı ('000 BBS)



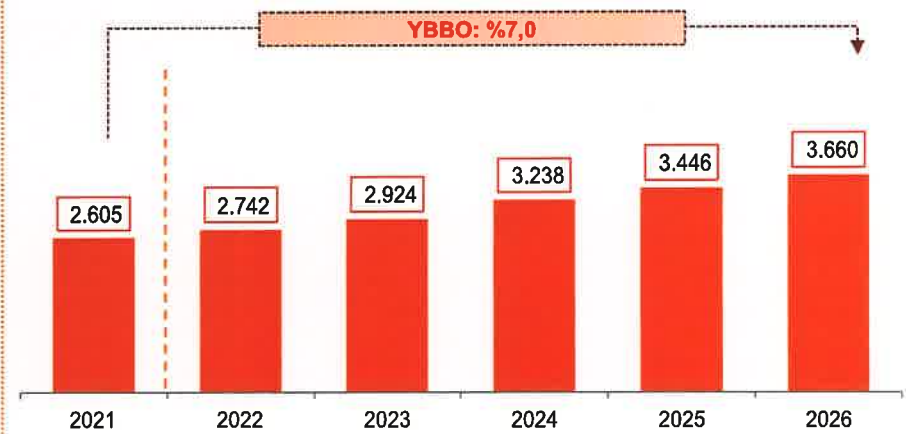
Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Yatırım Harcamaları (m TL)



Hat Uzunluğu (km)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi
Ahlatacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
29

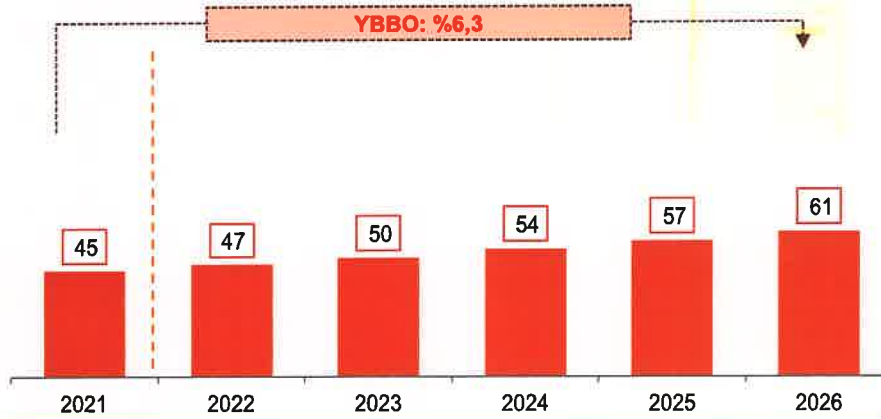
Ereğli

Temel Performans Göstergeleri

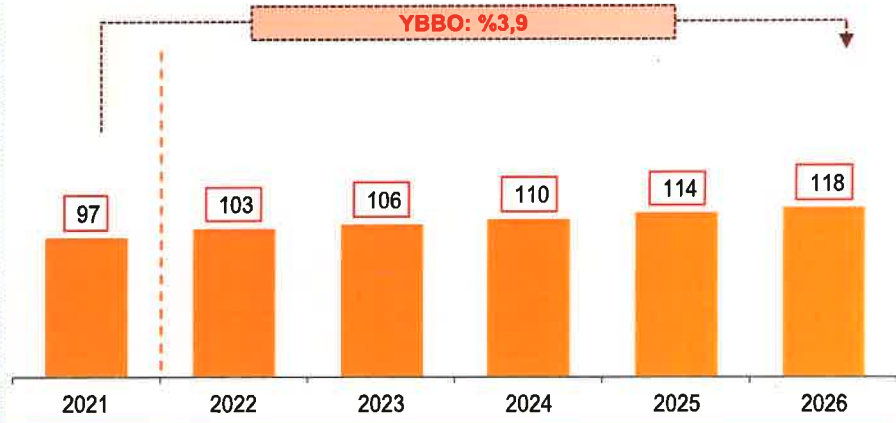
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
22/06/2004	22/06/2034	%90	45



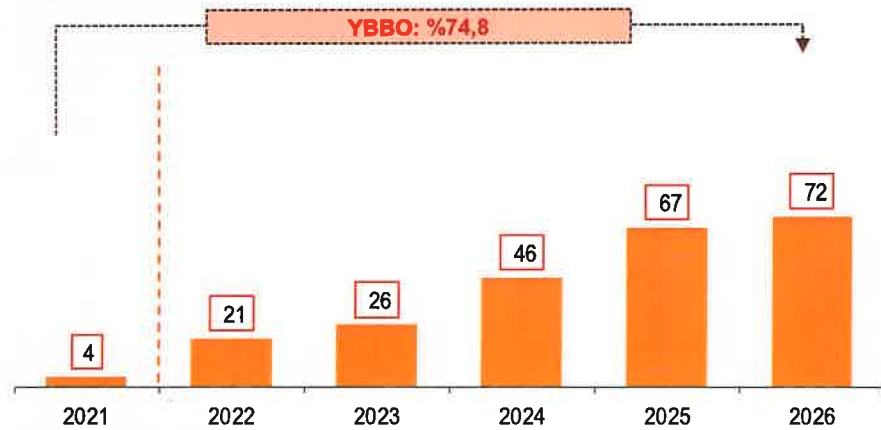
Abone Sayısı ('000 BBS)



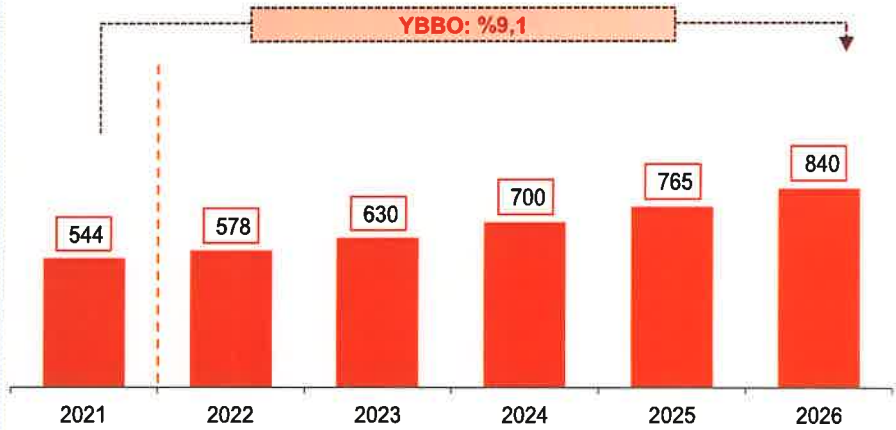
Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Yatırım Harcamaları (m TL)



Hat Uzunluğu (km)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi
Ahlacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
30

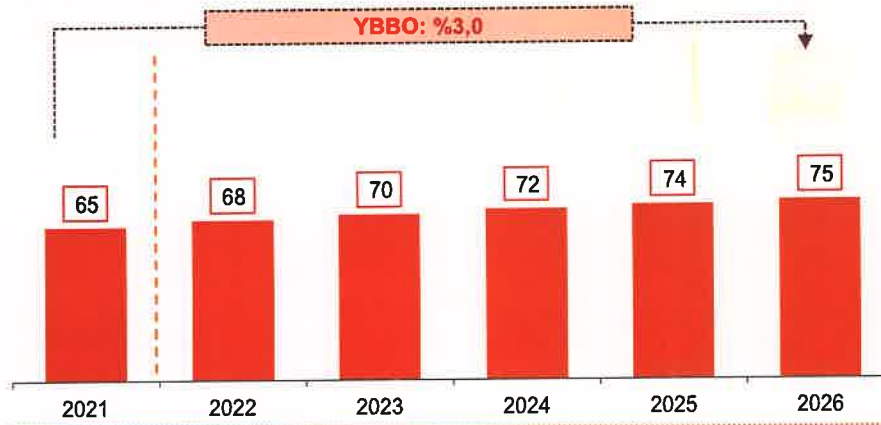
Erzincan

Temel Performans Göstergeleri

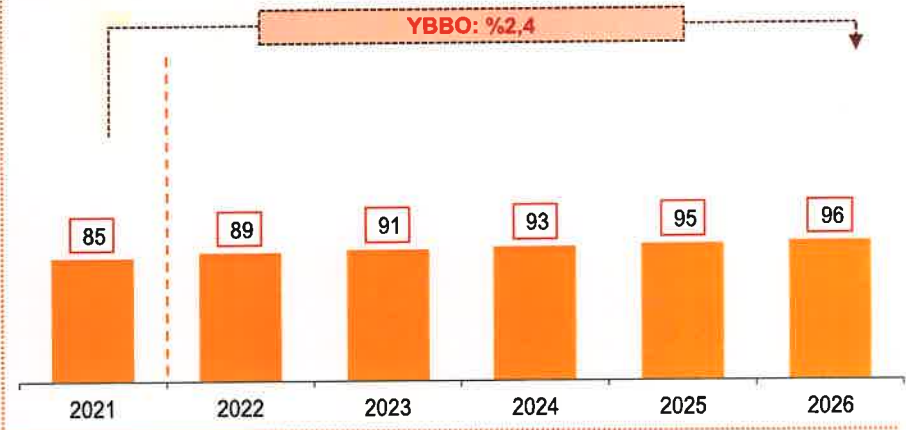
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
04/08/2006	04/08/2036	%90	131



Abone Sayısı ('000 BBS)



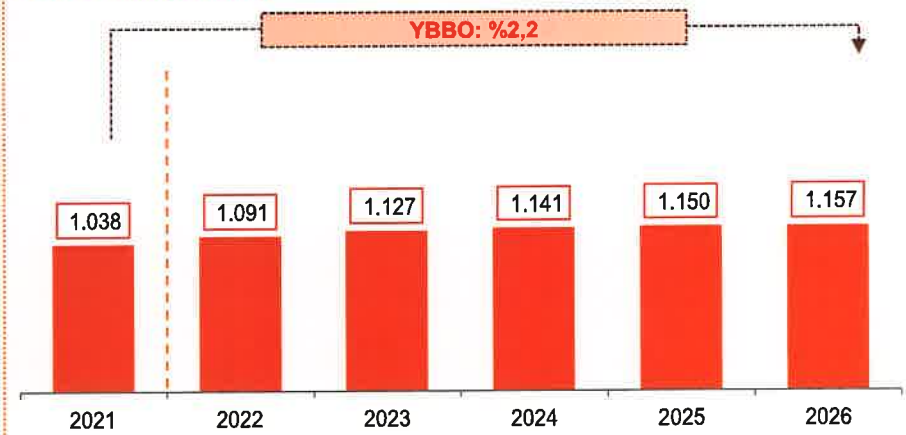
Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Yatırım Harcamaları (m TL)



Hat Uzunluğu (km)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi
Ahlacılı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
31

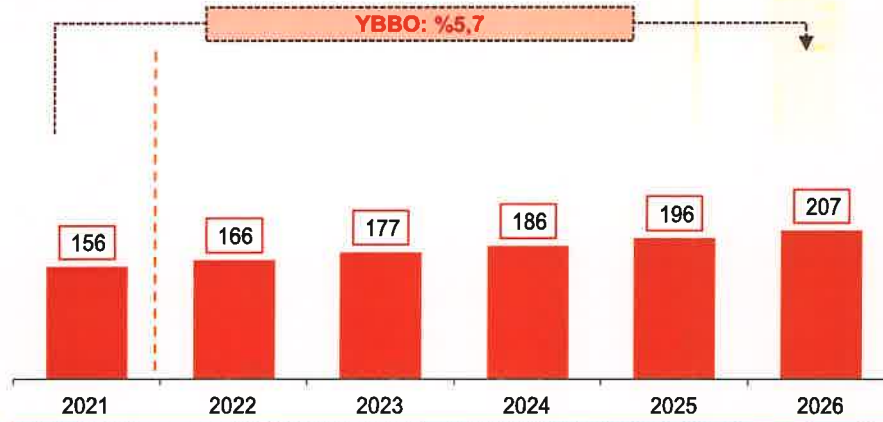
Kapadokya

Temel Performans Göstergeleri

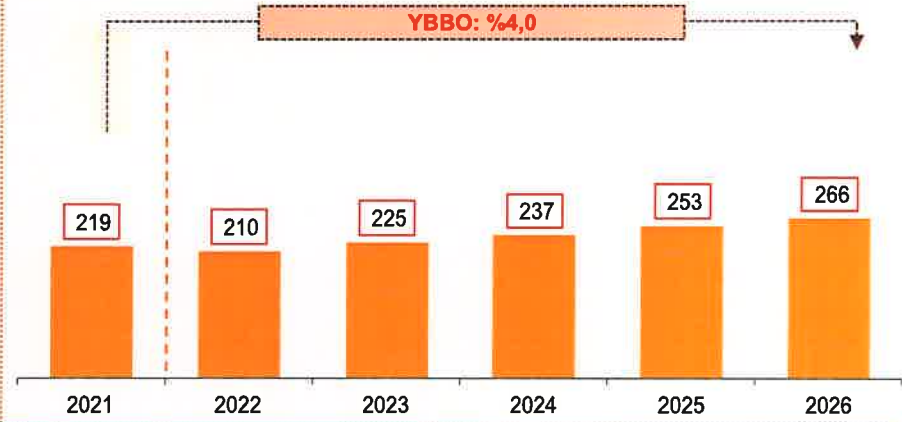
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
29/09/2005	29/09/2035	%63	88



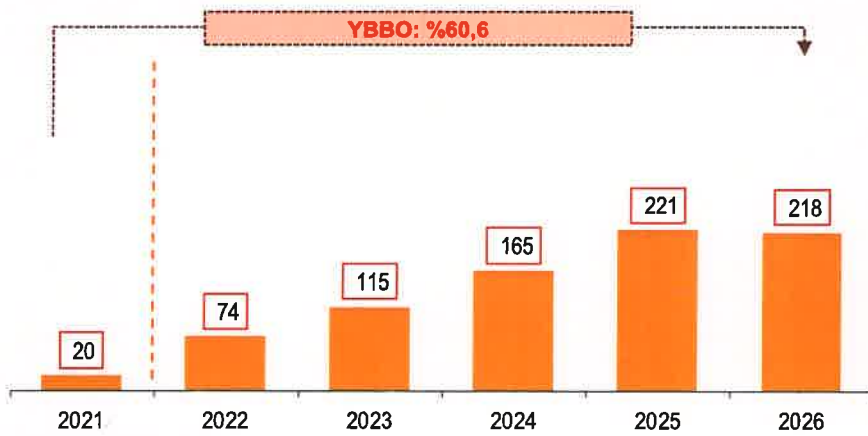
Abone Sayısı ('000 BBS)



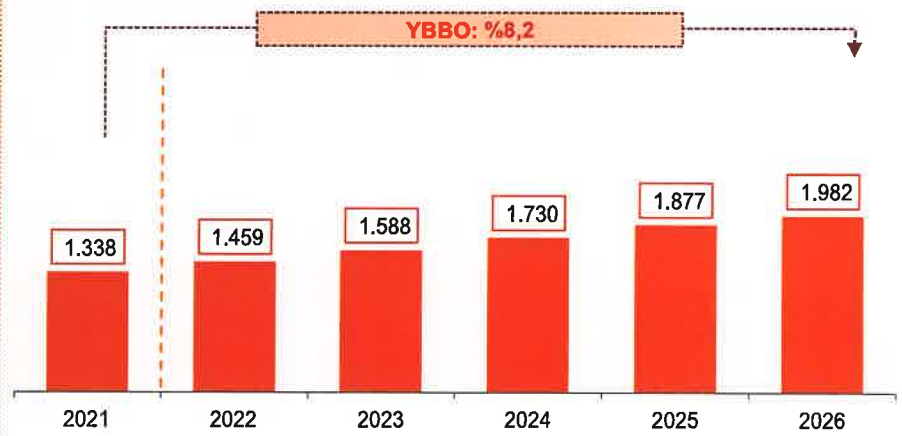
Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Yatırım Harcamaları (m TL)



Hat Uzunluğu (km)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi
Ahlacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

32

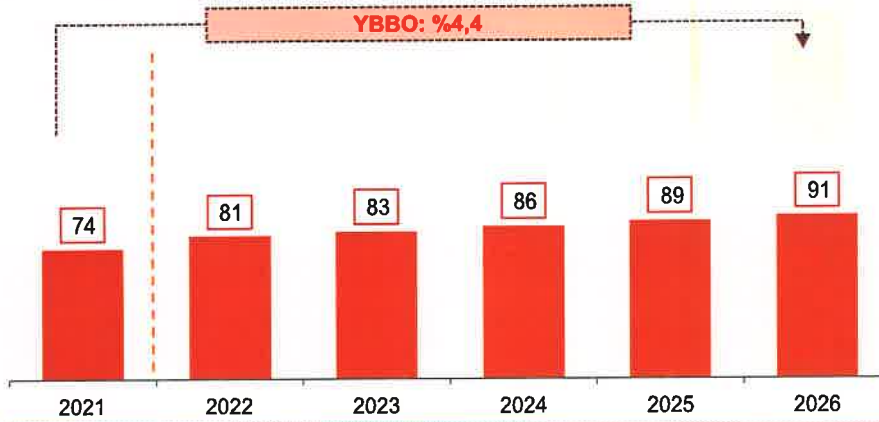
Karaman

Temel Performans Göstergeleri

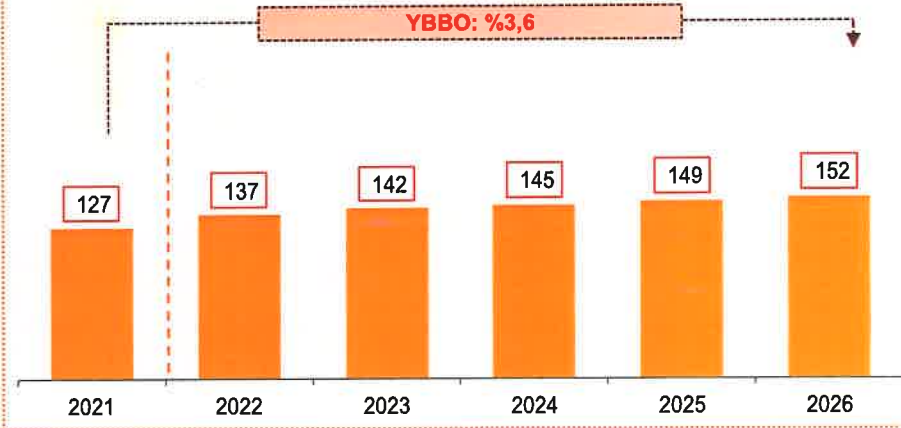
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
14/07/2006	14/07/2036	%90	64



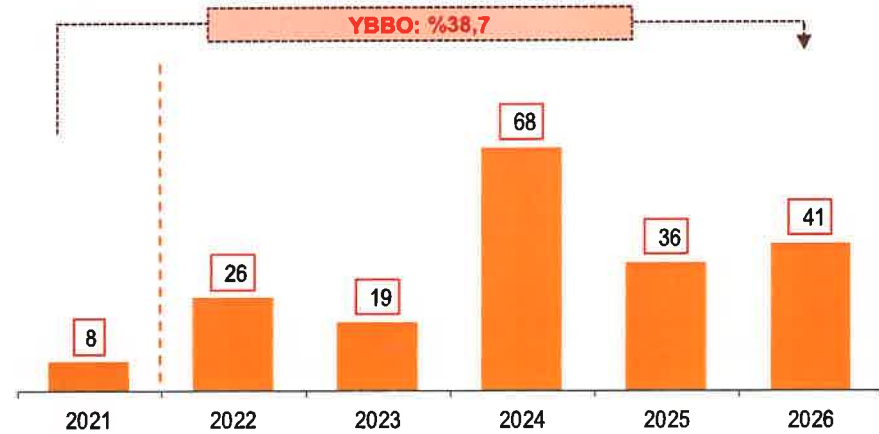
Abone Sayısı ('000 BBS)



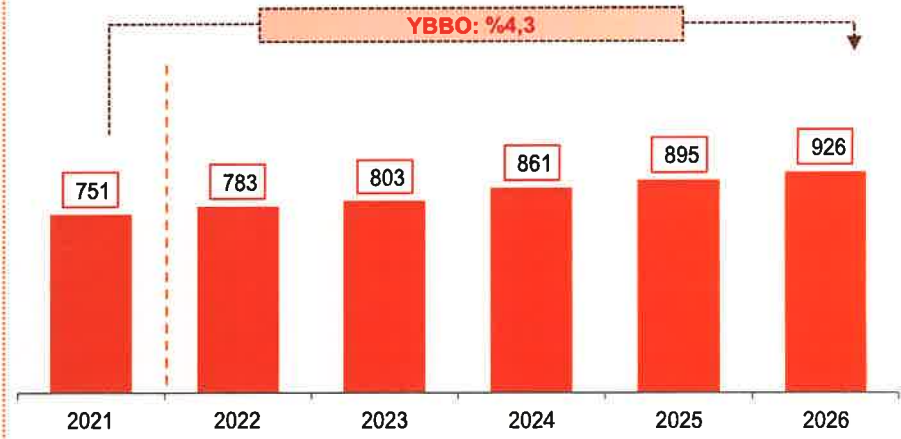
Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Yatırım Harcamaları (m TL)



Hat Uzunluğu (km)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi
Ahlatacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
33

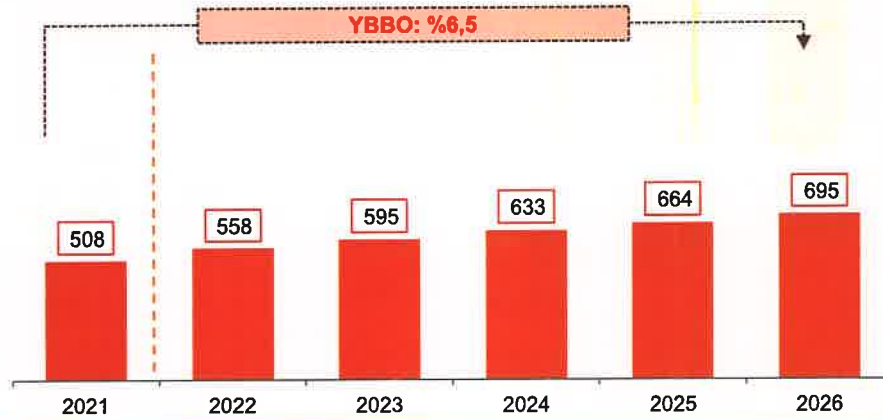
Konya

Temel Performans Göstergeleri

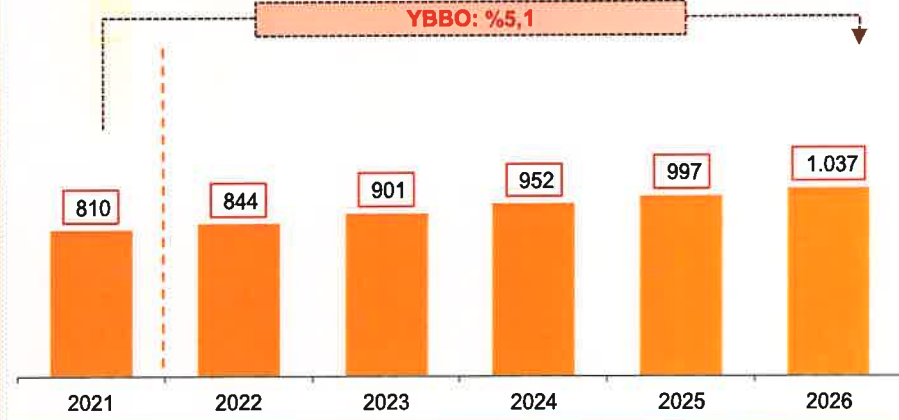
Lisans Başlangıç Tarihi	Lisans Bitiş Tarihi	Ortaklık (%)	DVT-2021 (m TL)
05/12/2003	05/12/2033	%76	460



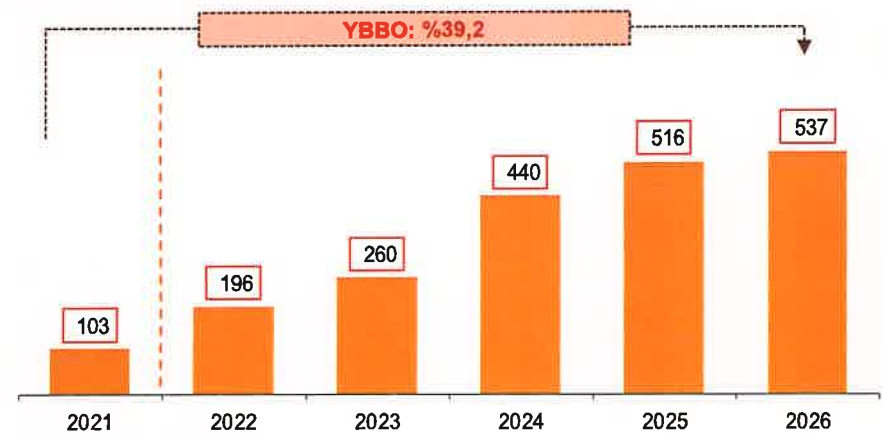
Abone Sayısı ('000 BBS)



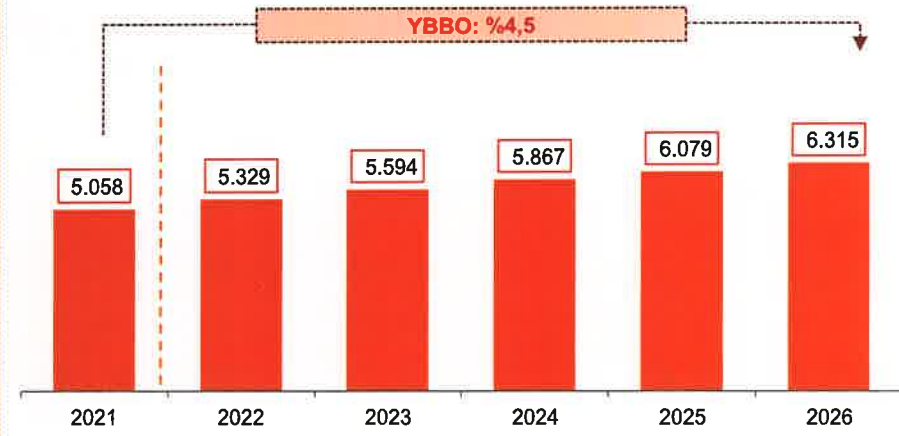
Yıllık Toplam Gaz Tüketimi (m³)



Yatırım Harcamaları (m TL)



Hat Uzunluğu (km)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi
Ahlacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

34



Değerleme Analizi

Değerleme Analizi

1	AKSARAY	35
2	ANTALYA	36
3	AYDIN	46
4	DENİZLİ	56
5	EREĞLİ	66
6	ERZİNCAN	76
7	KAPADOKYA	86
8	KARAMAN	96
9	KONYA	106

1 AKSARAY

AKSARAY

Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

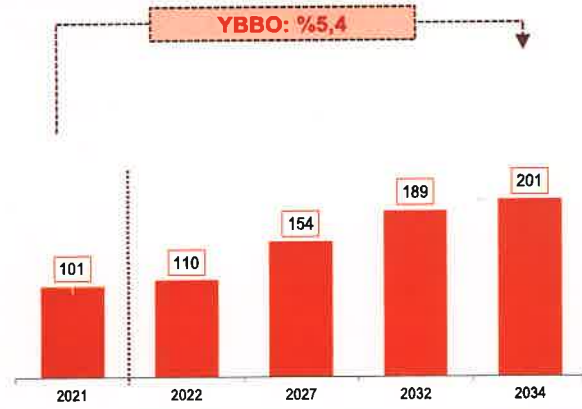
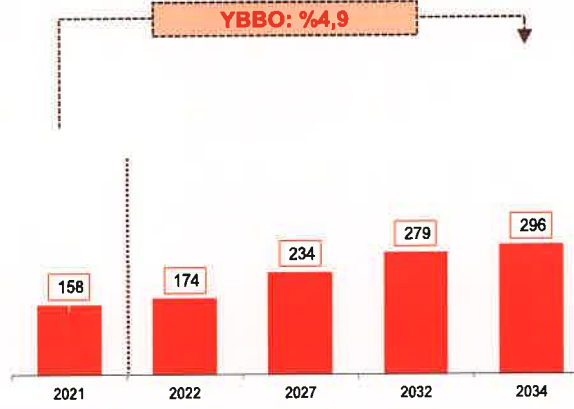
17 Ağustos 2022
36



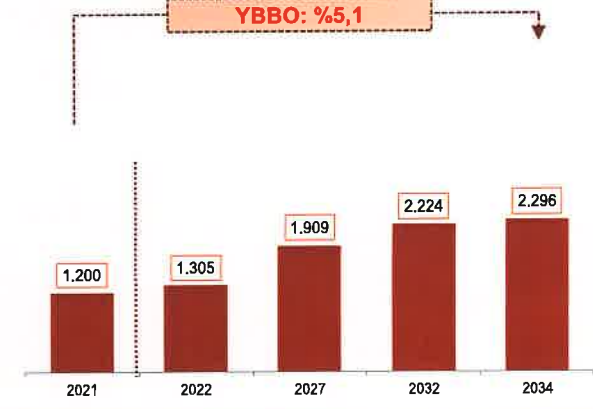
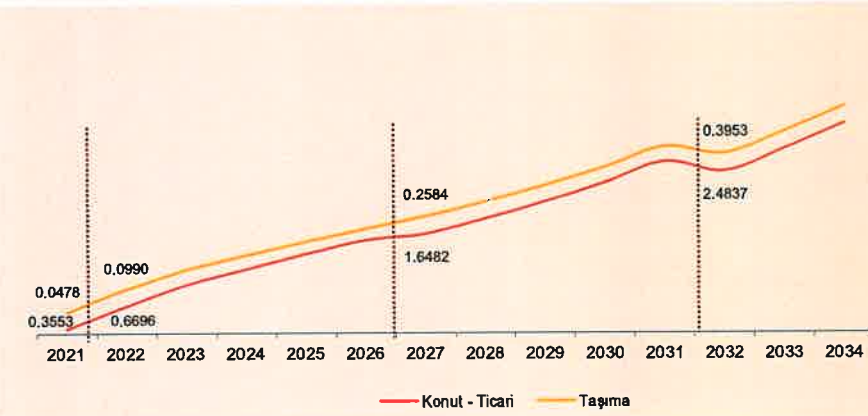
Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi

Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

Abone Sayıları ('000 BBS)

Gaz Tüketim (m³)

Hat Uzunluğu (km)

Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m³)

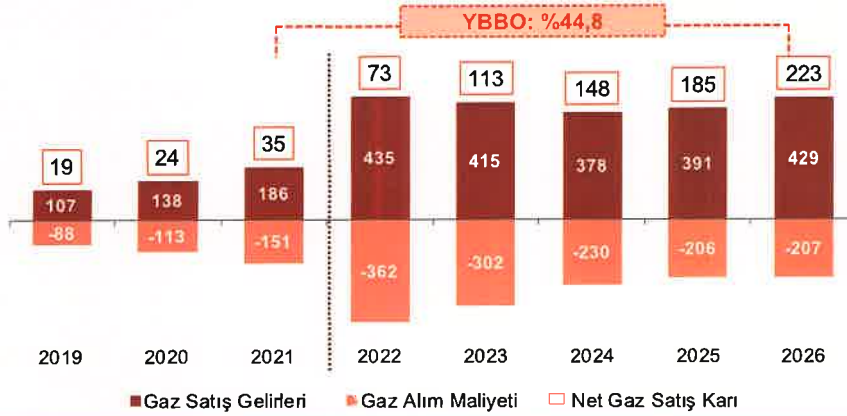
2022 yılından itibaren Aksaray için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

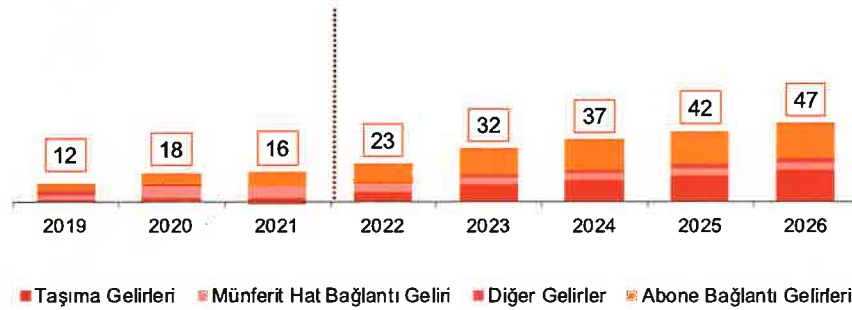
Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



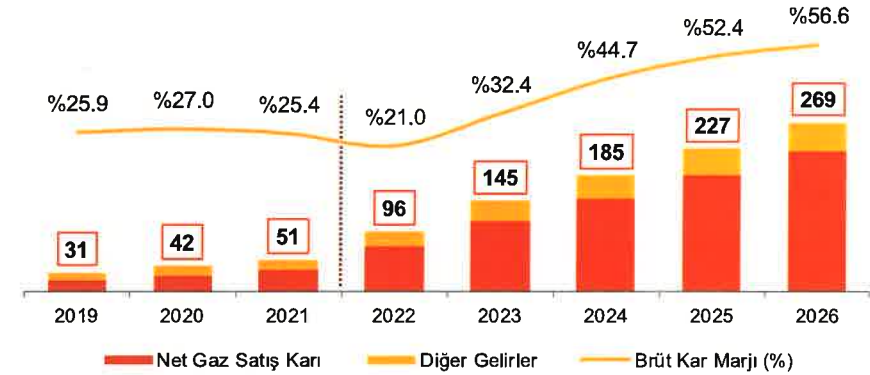
2022 yılında tüketim hacminin 174 m³ seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %98 büyüyeceği öngörüsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **96 milyon TL** seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Brüt kar marjının 2023 yılı itibarıyla artışa geçeceği ve 2022-2034 arası projeksiyon döneminde ortalama **%52,9** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir.

Diğer Gelirler (m TL)



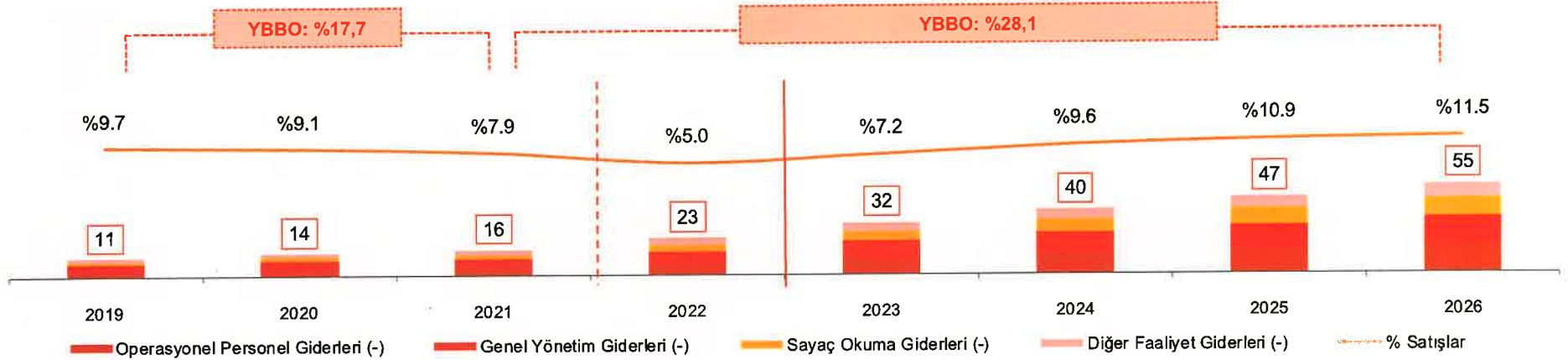
Brüt Kar (m TL)



Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların %7-10 aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama %10,9 seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

Faaliyet Giderleri (m TL)



2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık %27'si operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibariyle ortalama 55 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde de sabit kalması beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama %29'unu oluşturacağı öngörülmektedir.

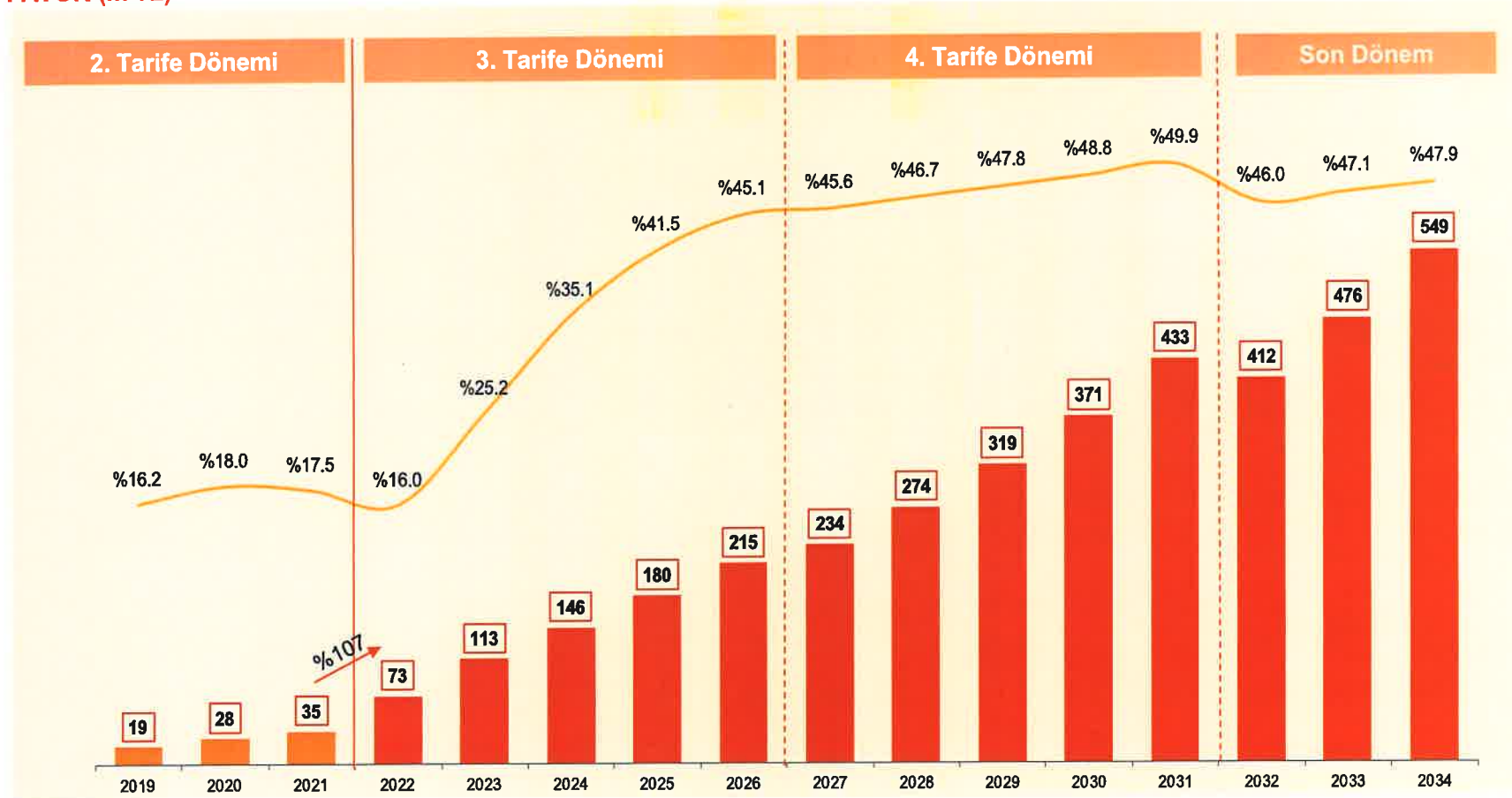
Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin %36'sını oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 8 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir.

2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama %17'sini oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık %24 oranında artacağı öngörülmektedir.

FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%107** artış göstererek yaklaşık **73 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. FAVÖK marjının üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%42** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

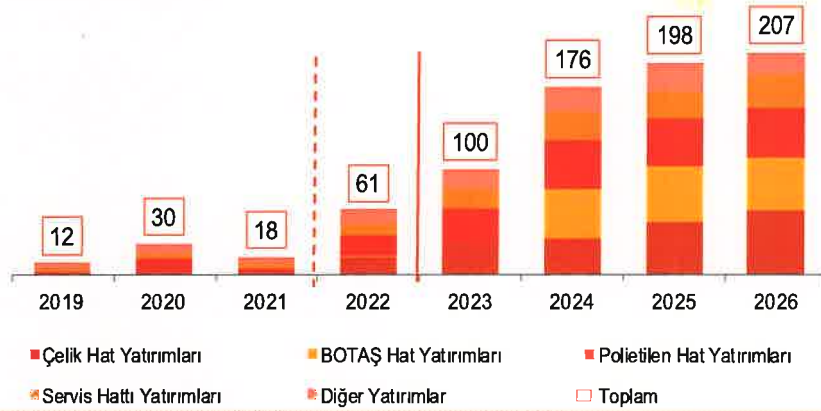
FAVÖK — FAVÖK Marjı
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
40

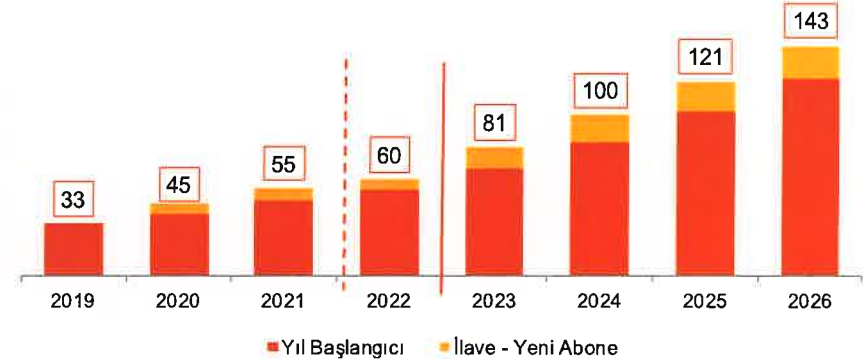
Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2034 yılları arasında **1.015 km** polietilen ve **81.5 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **446 km**'lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2034 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **53 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **1.793 milyon TL** toplam nominal yatırım yapılması hedeflenmektedir.

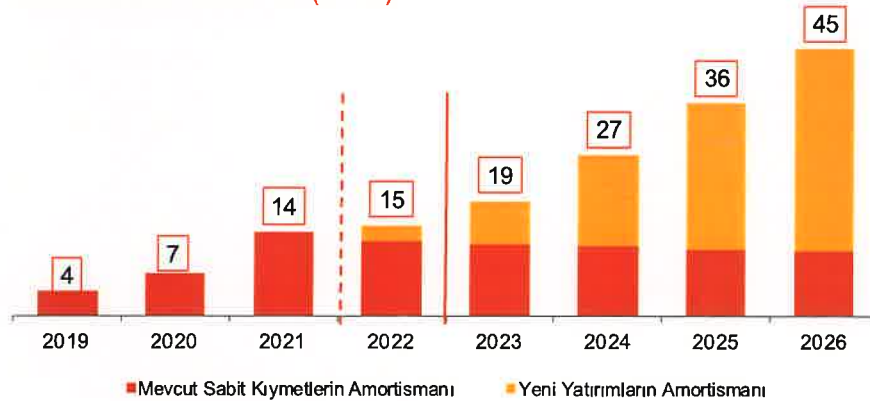
Yatırım Harcamaları (m TL)



Güvence Bedelleri (m TL)



Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörülmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizic

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

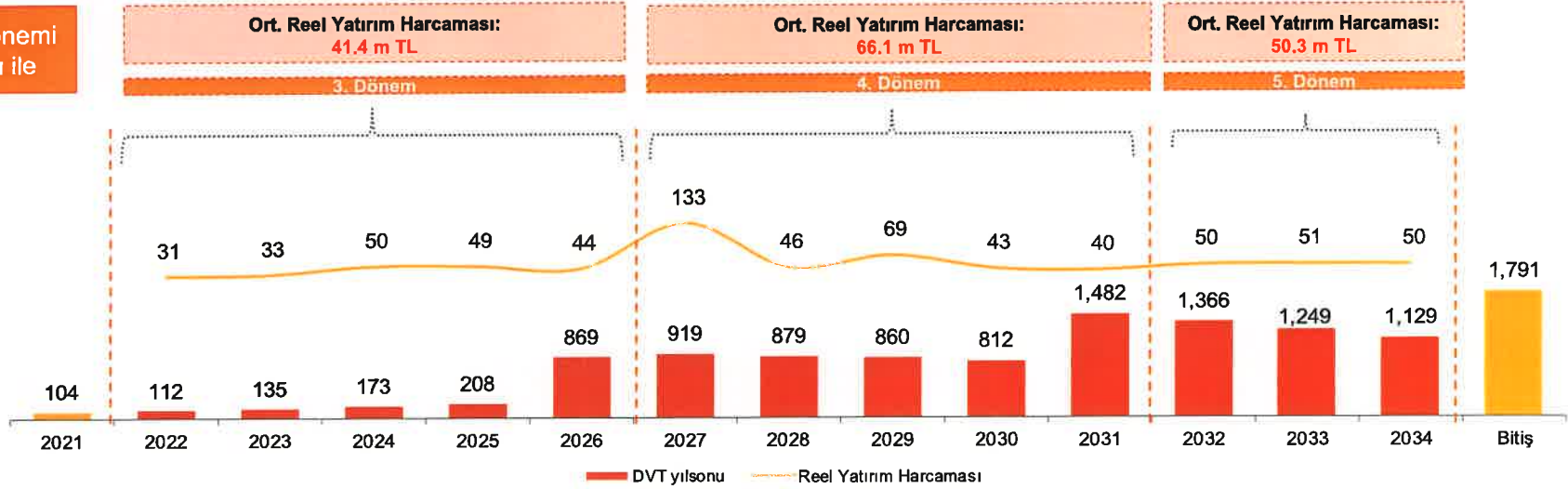
17 Ağustos 2022

41

Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Aksaray'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaşılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşülerek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.

Tarife dönemi fiyatları ile



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.

Lisans süresinin 2034 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımı yapılmamıştır.

DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[BVT - \left(\frac{BVT}{IS} \times (n-r+1) \right) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_i \left[\frac{Y_i - Y_i}{IS} \times (n-i+1) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i}$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,
- r : BVT belirlenen yılı,
- n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,
- DVT_0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,
- BVT : BVT değerini,
- Y_i : i yılı net yatırım değerini,
- IS : İtfa süresini,
- $TÜFE_b$: (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarlara baz olan TÜFE'yi,
- $TÜFE_{BVT}$: BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFE'yi,
- $TÜFE_i$: i yılının haziran ayı için açıklanan TÜFE'yi gösterir

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizic

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
42

Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleşen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NİS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

Net İşletme Sermayesi (NİS) mTL

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	16	15	31	43	42	38	40	44
Diğer Ticari Alacaklar	16	8	0	0	0	0	0	0
Stoklar	1	2	2	2	3	5	7	9
Gelir Tahakkukları	10	11	6	31	30	27	28	31
Diğer Dönen Varlıklar	(0)	(0)	(0)	-	-	-	-	-
Dönen Varlıklar	42	35	39	77	75	71	75	84
Ticari Borçlar	28	22	42	78	65	50	45	46
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	1	1	1	10	8	5	5	5
Kısa Vadeli Yükümlülükler	29	23	43	87	73	55	50	51
Net İşletme Sermayesi	13	12	(4)	(11)	2	16	26	34
NİS / Gaz Satışları	%11.1	%7.7	-%2.1	-%2.3	%0.4	%3.7	%5.9	%7.1
NİS Değişimi		(1)	(16)	(6)	13	14	10	8

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gazı yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 4** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **25** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmeyen ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödenen borçlar NİS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Aylık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için normalize **ticari borç gün sayısı 65** olarak hesaplanmaktadır.

Diğer kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%2,4** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı	44	33	37	30
Stok Gün Sayısı	5	5	4	4
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı	33	27	16	25
Diğer Dönen Varlıklar Gaz Satışlarına Oranı %	-%0.3	-%0.1	-%0.2	%0.0
D. Gaz Borç Gün Sayısı	94	67	65	65
Diğer Tedarikçiler Borç Gün Sayısı	29	14	10	18
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %	%1.3	%0.6	%0.8	2.1%

İndirgenmiş Nakit Akımları

AKSARAY

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan AKSARAY'ın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **232 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

m TL	MY19	MY20	MY21	9A22	MY22	MY23	MY24	MY25	MY26 //	MY34
Gelirler	118	155	202	286	458	447	415	433	476	1,145
Satılan Doğal Gaz Maliyeti	(88)	(113)	(151)	(205)	(362)	(302)	(230)	(206)	(207)	(443)
Brüt Kar	31	42	51	81	96	145	185	227	269	702
Brüt Kar Marjı (%)	%26	%27	%25	%28	%21	%32	%45	%52	%57	%61
Genel Yönetim Giderleri	(5)	(6)	(6)		(8)	(11)	(13)	(15)	(17)	(45)
Faaliyet Giderleri	(11)	(8)	(10)	(14)	(14)	(21)	(27)	(32)	(38)	(109)
FAVÖK	14	28	35	55	73	113	146	180	215	549
FAVÖK Marjı (%)	%12	%18	%17	%19	%16	%25	%35	%42	%45	%48
Amortisman	(4)	(7)	(14)	(12)	(15)	(19)	(27)	(36)	(45)	(91)
FVÖK	10	21	21	43	58	93	119	144	170	458
FVÖK Marjı				%15	%13	%21	%29	%33	%36	%40
Kurumlar Vergisi				(2)		(13)	(19)	(24)	(29)	(71)
Amortisman (-)				12		19	27	36	45	91
Operasyonel Nakit Akımları				53		99	127	156	186	478
NİS Değişimi				(7)		(13)	(14)	(10)	(8)	(10)
Güvence Bedelî Değişimi				5		13	17	19	20	36
Yatırım Harcamaları				(61)		(100)	(176)	(198)	(207)	(142)
Serbest Nakit Akımları				(10)		(0)	(46)	(33)	(9)	362
AOSM				%71.7		%36.4	%26.8	%22.0	%18.7	%18.7
Kısmi Dönem Etkisi				1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Ortalama Dönem Etkisi				0.38		1.25	2.25	3.25	4.25	12.25
İndirgeme Oranı				0.82		0.57	0.43	0.35	0.29	0.07
İndirgenmiş Nakit Akımı				(8)		(0)	(20)	(12)	(3)	27

m TL	
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2034)	173
Nihai DVT - Güvence B.	55
Net İşletme Sermayesi (2021)	(4)
İmtiyaz Sözleşmesi Değeri	232

m TL	
Nihai DVT	1,791
Güvence Bd.	979
Nihai DVT - Güvence B.	812
İskonto Faktörü	0.07
Değer	55

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

17 Ağustos 2022

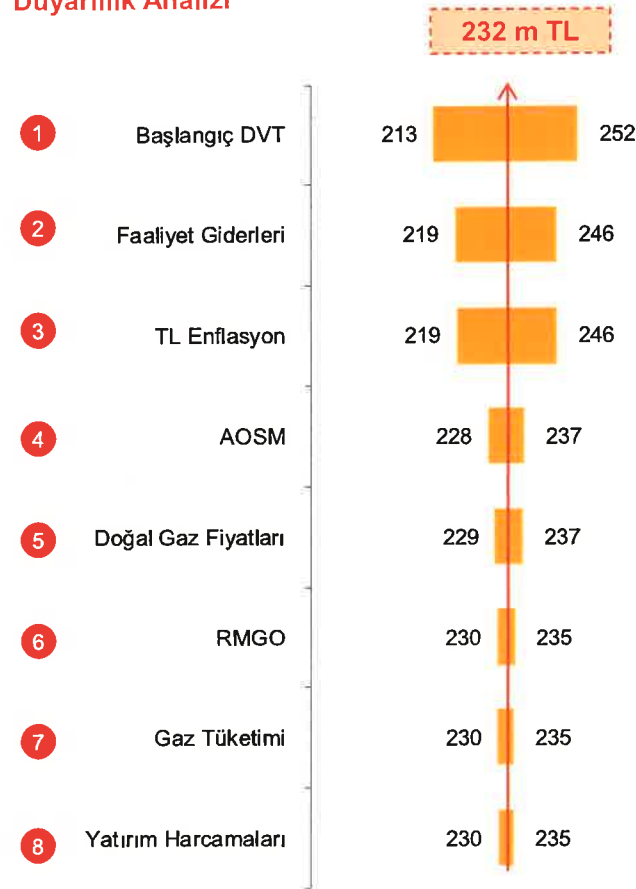
44

Gelir Yaklaşımı

Duyarlılık Analizi - AKSARAY

AKSARAY'ın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı, AOSM, RMGO, faaliyet giderleri, gaz tüketimi, doğal gaz fiyatları RMGO, faaliyet giderleri ve yatırım harcamaları** parametreleri kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamda 31 Mart 2022 itibariyle şirket değeri **213 milyon TL** ile **252 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

Duyarlılık Analizi



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması
- Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması,
- RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması
- Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
45

2 ANTALYA

ANTALYA

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

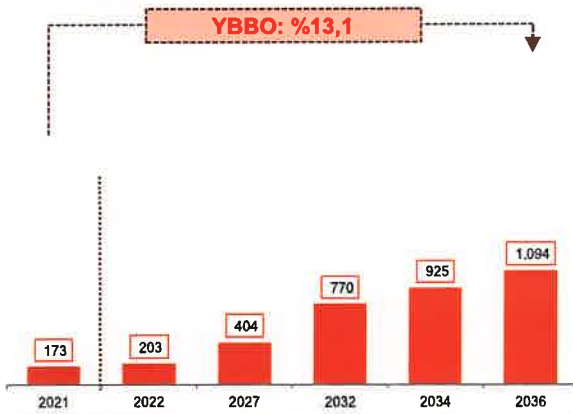
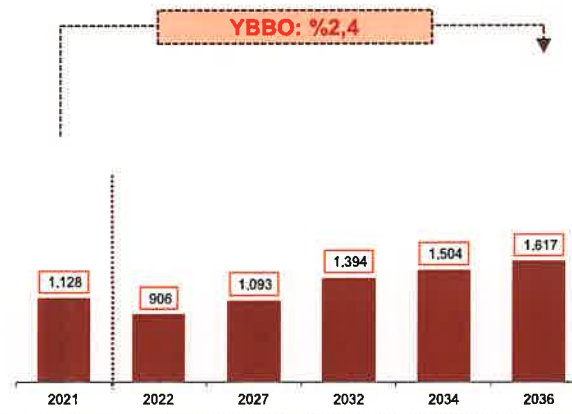
17 Ağustos 2022
46



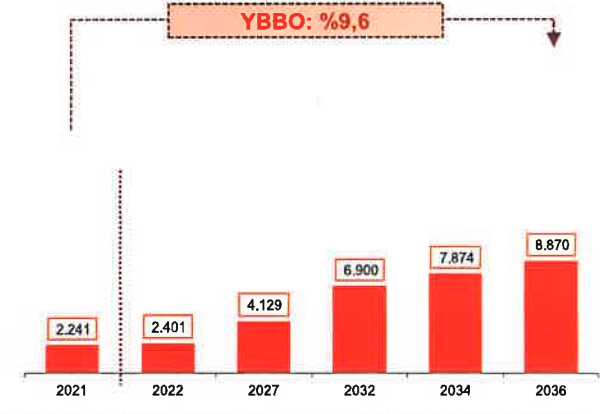
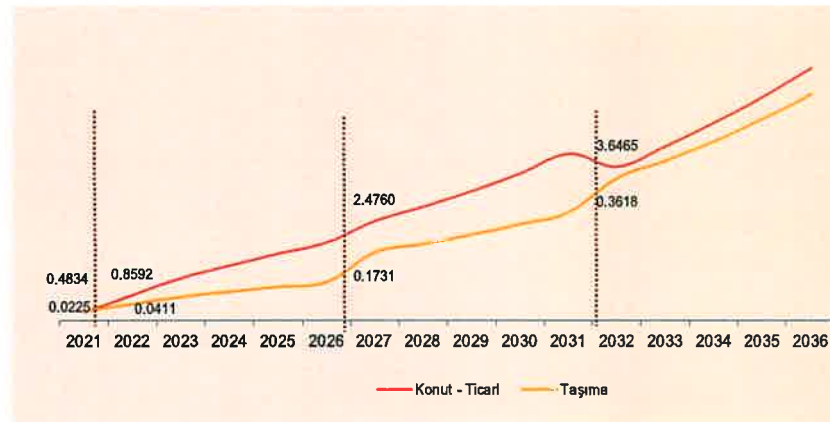
Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi

Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

Abone Sayıları ('000 BBS)

Gaz Tüketim (m³)

Hat Uzunluğu (km)

Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m³)

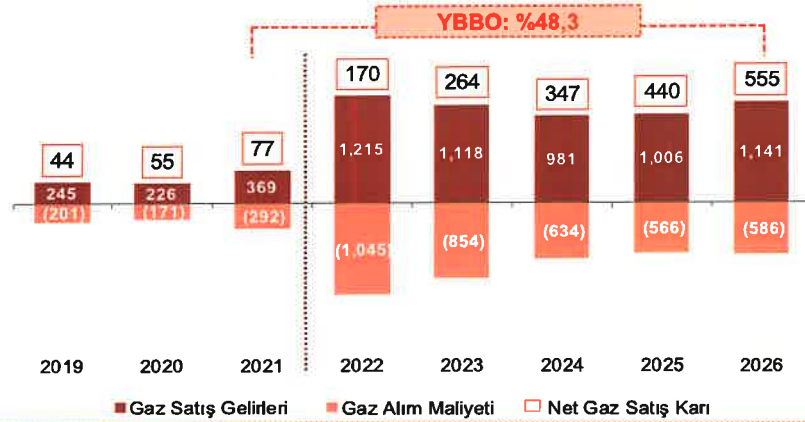
2022 yılından itibaren Antalya için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

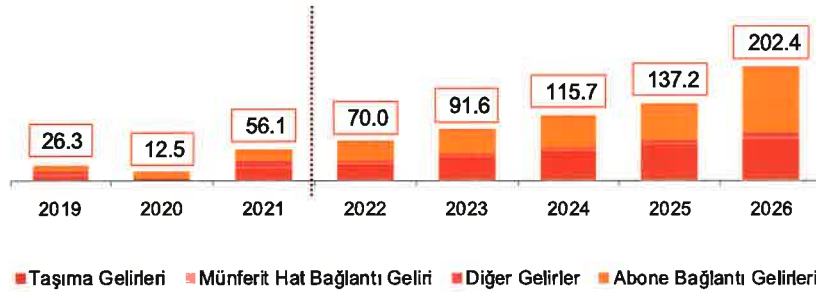
Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



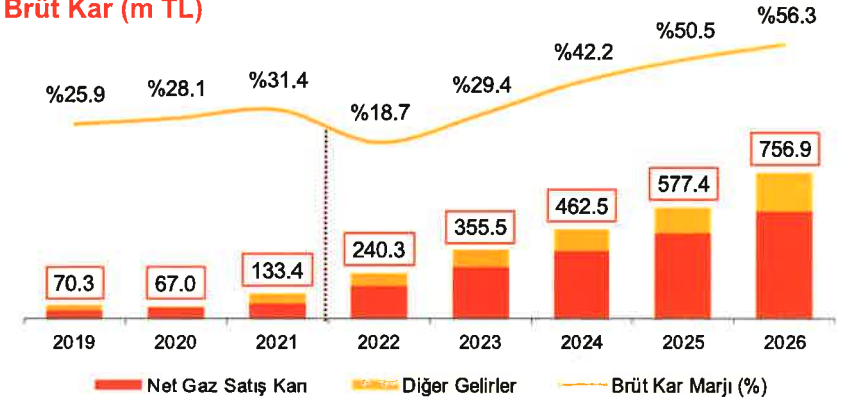
2022 yılında tüketim hacminin 906 m³ seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %80 büyüyeceği öngörüsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **240 milyon TL** seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Brüt kar marjının 2023 yılı itibariyle artışa geçeceği ve 2022- 2036 arası projeksiyon döneminde ortalama **%58,1** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir.

Diğer Gelirler (m TL)



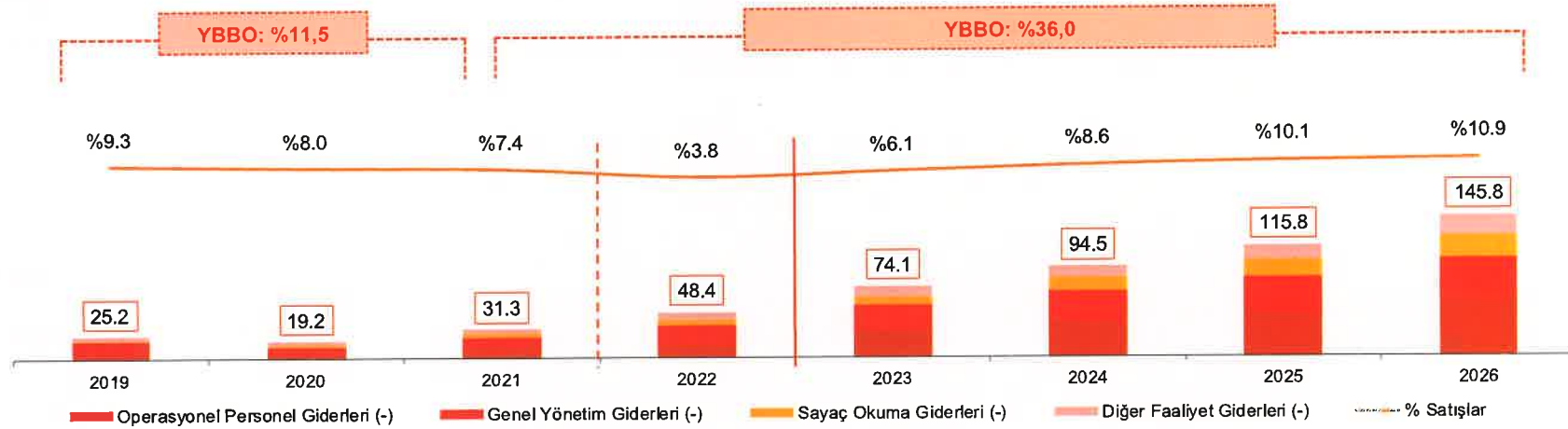
Brüt Kar (m TL)



Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların %7-9 aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama %9,6 seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

Faaliyet Giderleri (m TL)



2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık %29'u operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibariyle ortalama 103 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde 158'e çıkacağı beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama %36'sını oluşturacağı öngörülmektedir.

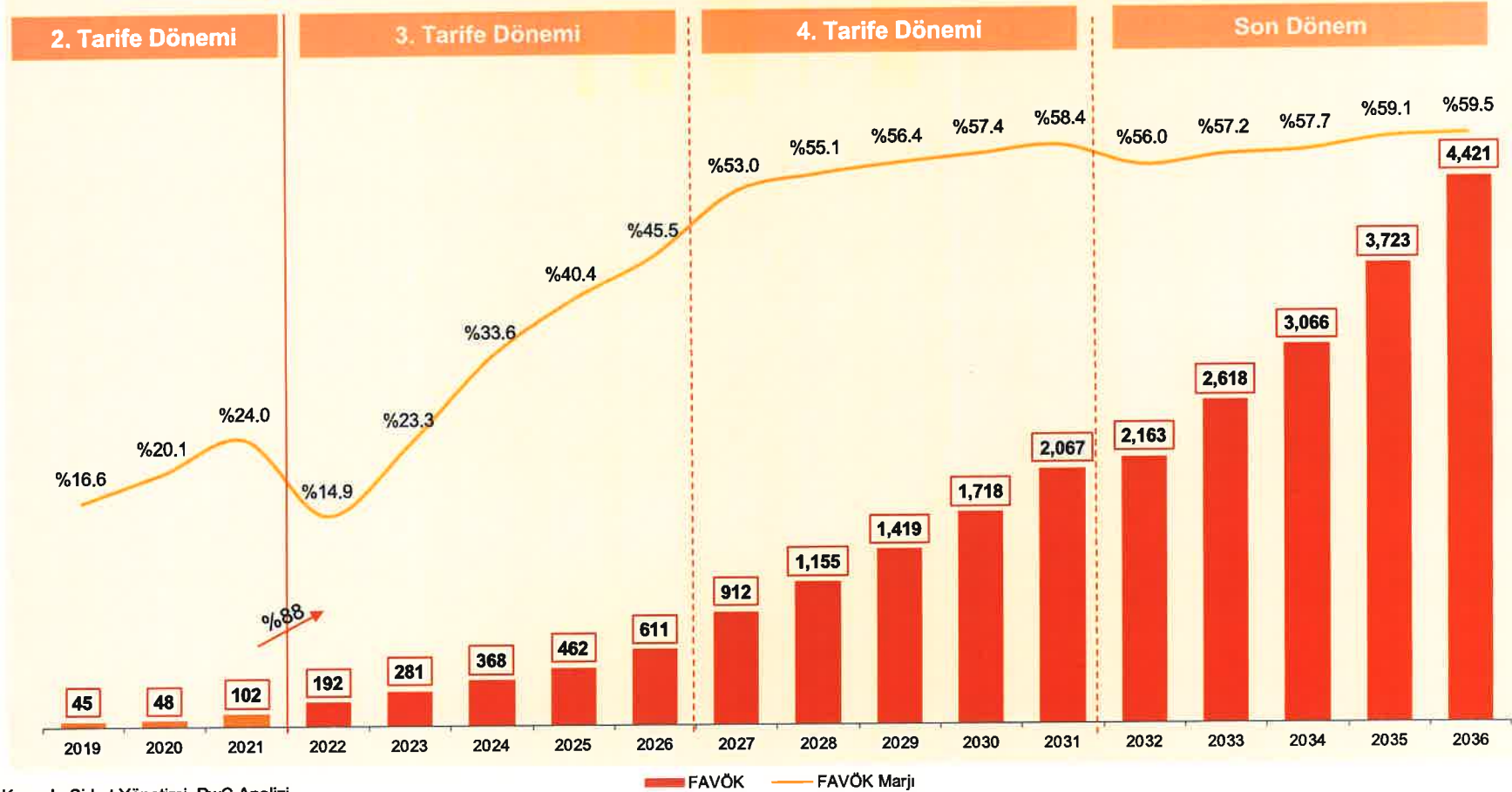
Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin %41'ini oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 14 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir.

2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama %10'unu oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık %33 oranında artacağı öngörülmektedir.

FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%88** artış göstererek yaklaşık **192 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. FAVÖK marjının üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%48,5** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

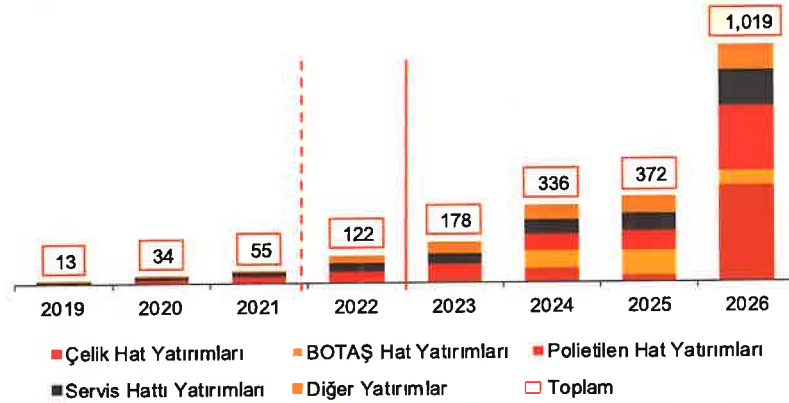
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
50

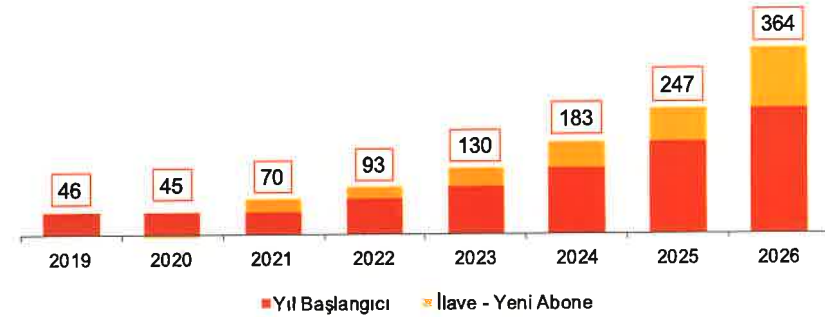
Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2036 yılları arasında **6.139 km** polietilen ve **490 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **2.936 km**'lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2036 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **522 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **16.729 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

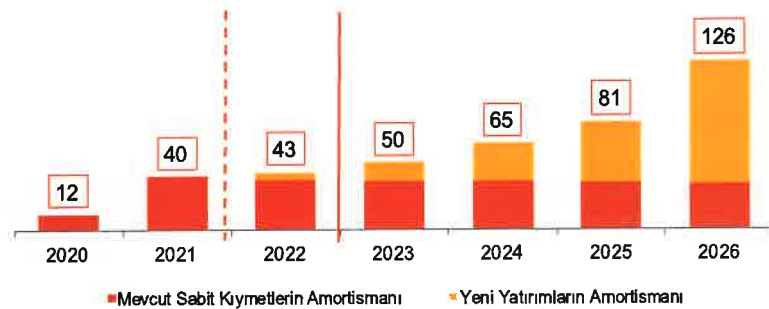
Yatırım Harcamaları (m TL)



Güvence Bedelleri (m TL)



Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörülmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

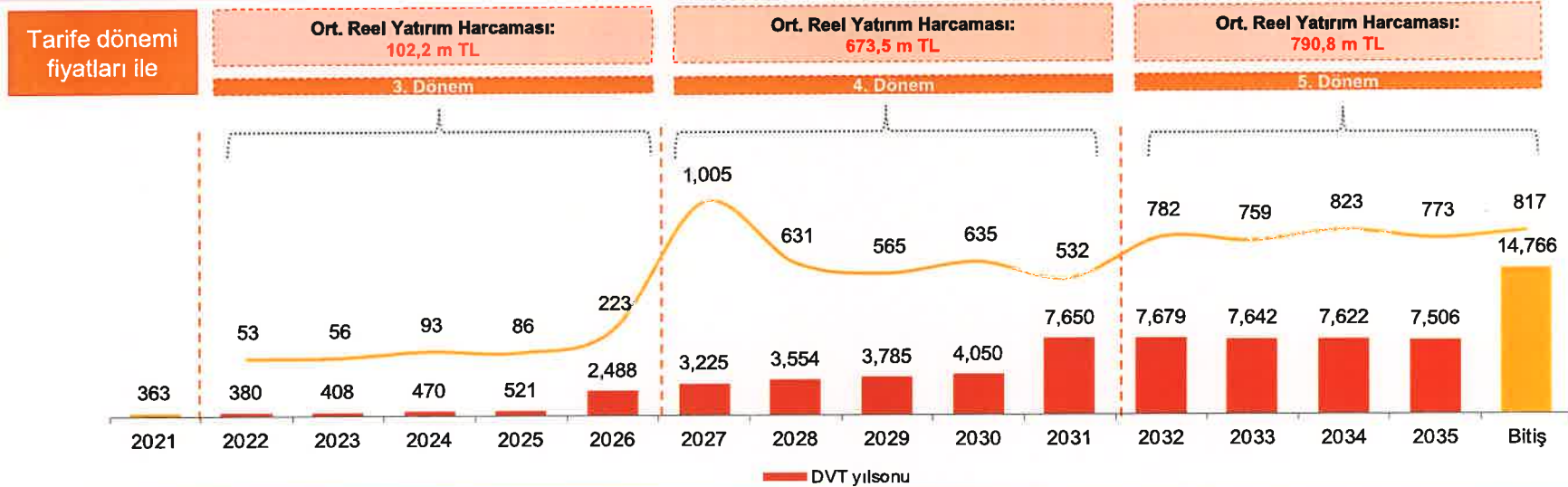
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

51

Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Karaman'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaşılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşülerek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.

Lisans süresinin 2036 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımı yapılmamıştır.

DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[BVT - \left(\frac{BVT}{IS} \times (n-r+1) \right) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left[\frac{Y_i - Y_i \times (n-i+1)}{IS} \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i}$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,
- r : BVT belirlenen yılı,
- n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,
- DVT_0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,
- BVT : BVT değerini,
- Y_i : i yılı net yatırım değerini,
- IS : İtfa süresini,
- $TÜFE_b$: (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarlara baz olan TÜFE'yi,
- $TÜFE_{BVT}$: BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFE'yi,
- $TÜFE_i$: i yılının haziran ayı için açıklanan TÜFE'yi gösterir

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

52

Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleşen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NİS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

Net İşletme Sermayesi (NİS)

m TL	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	27	23	73	122	114	102	105	119
Diğer Ticari Alacaklar	0	0	0	-	-	-	-	-
Stoklar	3	2	4	7	8	10	13	22
Gelir Tahakkukları	15	3	19	48	45	40	42	47
Diğer Dönen Varlıklar	(0)	1	(0)	-	-	-	-	-
Dönen Varlıklar	45	29	96	178	167	152	160	189
Ticari Borçlar	40	30	111	226	186	141	128	134
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	1	1	6	17	12	7	5	7
Kısa Vadeli Yükümlülükler	41	31	117	243	199	147	133	141
Net İşletme Sermayesi	4	(1)	(20)	(65)	(31)	5	27	48
NİS / Gaz Satışları	%1.6	-%0.6	-%5.5	-%5.4	-%2.8	%0.5	%2.7	%4.2
NİS Değişimi		(5)	(19)	(45)	34	36	22	21

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gaza yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 4** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **14** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmeyen ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödenen borçlar NİS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Yıllık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için **ticari borç gün sayısı 65**, **diğer tedarikçilere için uygulanan borç gün sayısı 51** olarak hesaplanmaktadır.

Diğer kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%1,6** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı	33	34	38	30
Stok Gün Sayısı	4	5	2	4
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı	22	15	10	14
Diğer Dönen Varlıklar / Gaz Satışlarına Oranı %	-%0.2	%0.3	-%0.1	%0.0
D. Gaz Borç / Gün Sayısı	58	60	58	65
Diğer Tedarikçiler Borç / Gün Sayısı	45	60	349	51
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler / Giderlere Oranı %	%0.3	%0.4	%0.2	%1.0

İndirgenmiş Nakit Akımları ANTALYA

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan ANTALYA'nın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **1.036 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

m TL	MY19	MY20	MY21	9A22	MY22	MY23	MY24	MY25	MY26	// MY36
Gelirler	272	238	425	887	1,285	1,209	1,096	1,144	1,343	7,430
Satılan Doğal Gaz Maliyeti	(201)	(171)	(292)	(702)	(1,045)	(854)	(634)	(566)	(586)	(2,209)
Brüt Kar	70	67	133	185	240	355	463	577	757	5,222
<i>Brüt Kar Marjı (%)</i>	<i>%26</i>	<i>%28</i>	<i>%31</i>	<i>%21</i>	<i>%19</i>	<i>%29</i>	<i>%42</i>	<i>%50</i>	<i>%56</i>	<i>%70</i>
Genel Yönetim Giderleri	(12)	(7)	(13)		(20)	(27)	(32)	(37)	(42)	(137)
Faaliyet Giderleri	(13)	(12)	(19)	(27)	(28)	(47)	(62)	(79)	(104)	(663)
FAVÖK	45	48	102	128	192	281	368	462	611	4,421
<i>FAVÖK Marjı (%)</i>	<i>%17</i>	<i>%20</i>	<i>%24</i>	<i>%14</i>	<i>%15</i>	<i>%23</i>	<i>%34</i>	<i>%40</i>	<i>%45</i>	<i>%60</i>
Amortisman	(13)	(12)	(40)	(34)	(43)	(50)	(65)	(81)	(126)	(789)
FVÖK	32	36	62	95	149	231	304	381	485	3,632
<i>FVÖK Marjı</i>				<i>%11</i>	<i>%12</i>	<i>%19</i>	<i>%28</i>	<i>%33</i>	<i>%36</i>	<i>%49</i>
Kurumlar Vergisi				(10)		(38)	(52)	(67)	(86)	(575)
Amortisman (-)				34		50	65	81	126	789
Operasyonel Nakit Akımları				118		244	316	395	525	3,846
NİS Değişimi				49		(34)	(36)	(22)	(21)	(67)
Güvence Bedeli Değişimi				18		37	53	65	117	638
Yatırım Harcamaları				(117)		(178)	(336)	(372)	(1,019)	(2,273)
Serbest Nakit Akımları				69		69	(4)	66	(399)	2,143
AOSM				%71.7		%36.4	%26.8	%22.0	%18.7	%18.7
Kısmi Dönem Etkisi				1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Ortalama Dönem Etkisi				0.38		1.25	2.25	3.25	4.25	14.25
İndirgeme Oranı				0.82		0.57	0.43	0.35	0.29	0.05
İndirgenmiş Nakit Akımı				56.2		39.3	(1.8)	23.0	(115.7)	112.0

m TL	
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2036)	672
Nihai DVT - Güvence B.	344
Net İşletme Sermayesi (2021)	(20)
İmtiyaz Sözleşmesi Değeri	1,036

m TL	
Nihai DVT	14,766
Güvence Bd.	7,600
Nihai DVT - Güvence B.	7,166
İskonto Faktörü	0.05
Değer	344

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi
Ahlatacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

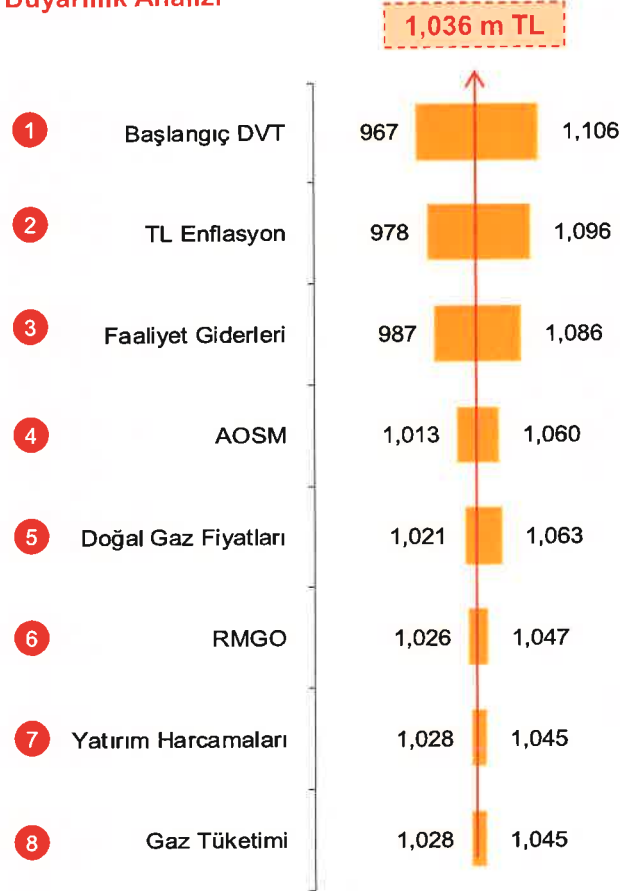
17 Ağustos 2022
54

Gelir Yaklaşımı

Duyarlılık Analizi - ANTALYA

ANTALYA'nın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı, AOSM, RMGO, faaliyet giderleri, gaz tüketimi, doğal gaz fiyatları RMGO, faaliyet giderleri ve yatırım harcamaları** parametreleri kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamda 31 Mart 2022 itibarıyla şirket değeri **967 milyon TL** ile **1,106 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

Duyarlılık Analizi



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması
- TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması,
- RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması
- Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması.
- Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,

3 AYDIN

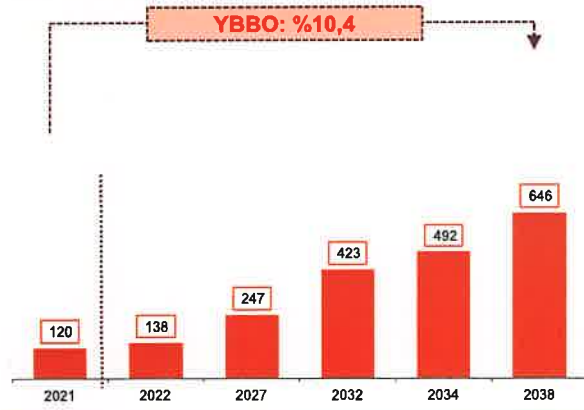
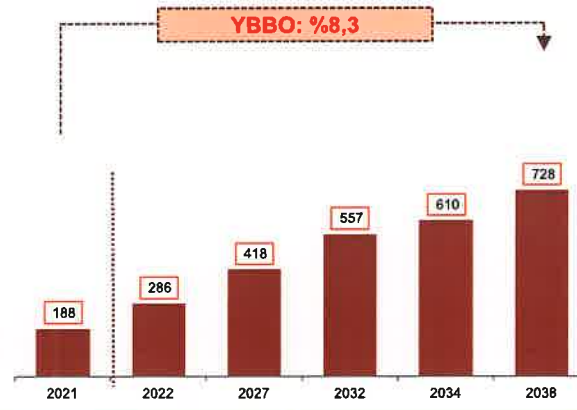


AYDIN

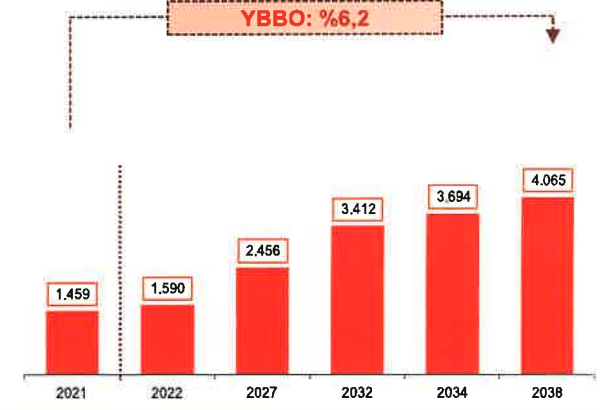
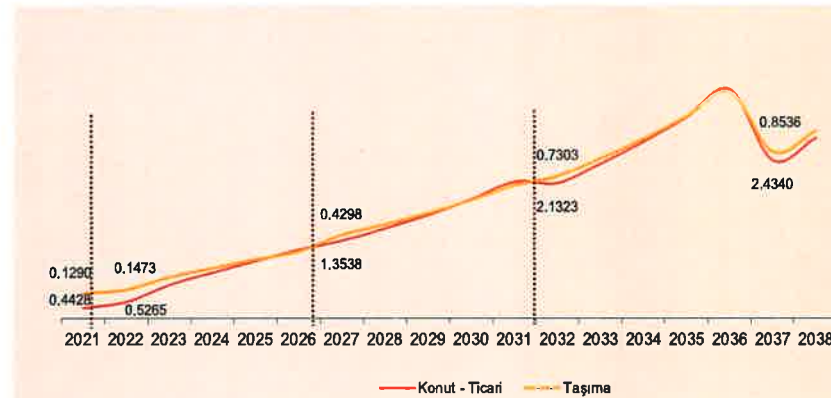
Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi

Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

Abone Sayıları ('000 BBS)

Gaz Tüketim (m³)

Hat Uzunluğu (km)

Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m³)

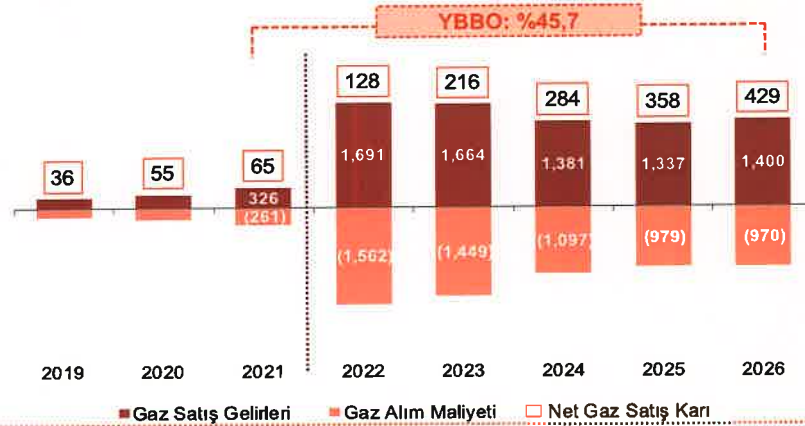
2022 yılından itibaren Aydın için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

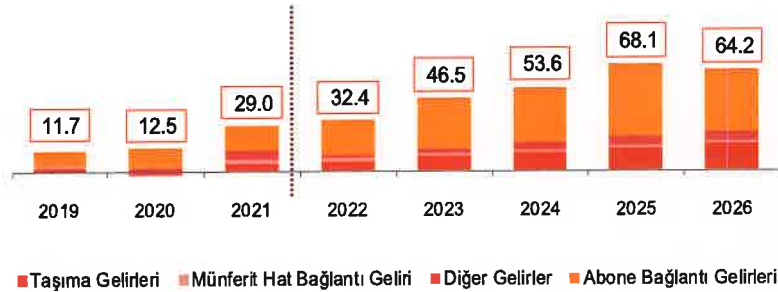
Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



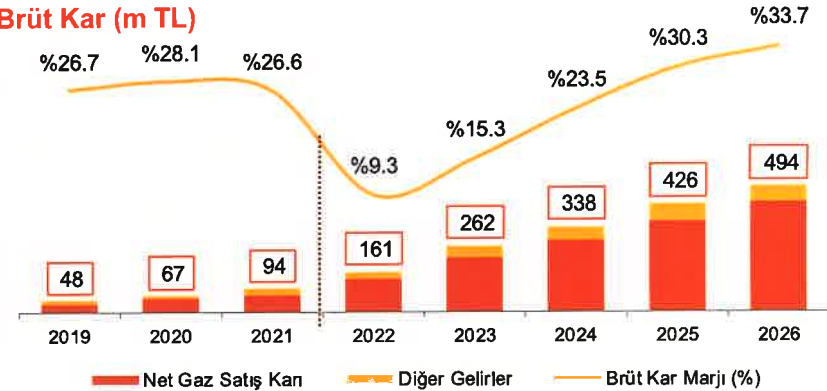
2022 yılında tüketim hacminin 286 m³ seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %17 büyüyeceği öngörüsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **161 milyon TL** seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Brüt kar marjının 2023 yılı itibariyle artışa geçeceği ve 2022- 2038 arası projeksiyon döneminde ortalama **%37,4** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir.

Diğer Gelirler (m TL)



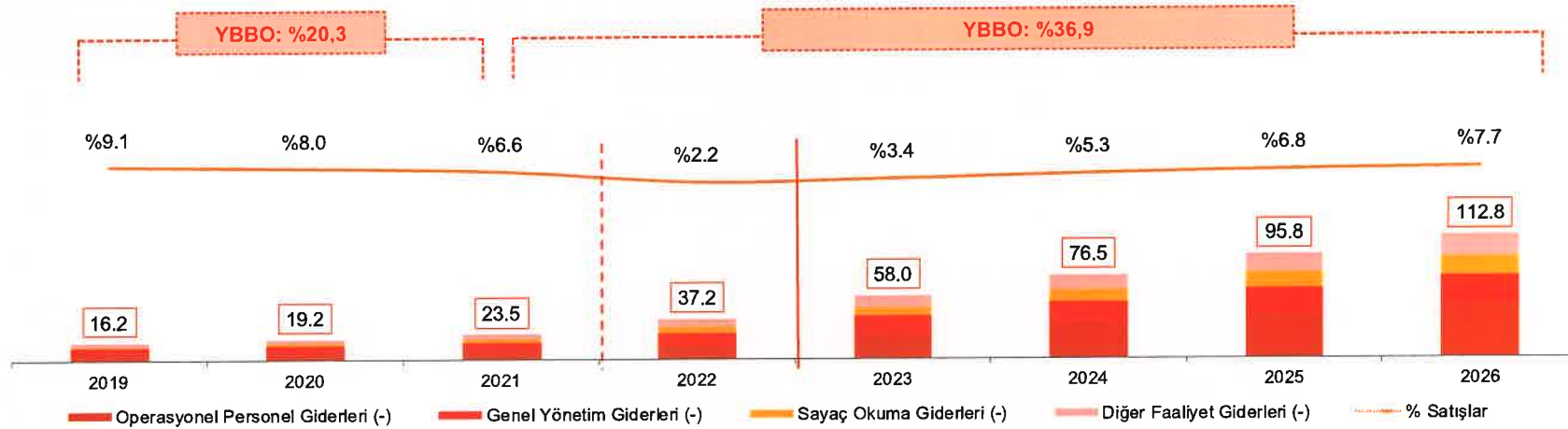
Brüt Kar (m TL)



Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların %6-9 aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama %8,0 seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

Faaliyet Giderleri (m TL)



2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık %31'i operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibariyle ortalama 92 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde 131'e çıkacağı beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama %39'unu oluşturacağı öngörülmektedir.

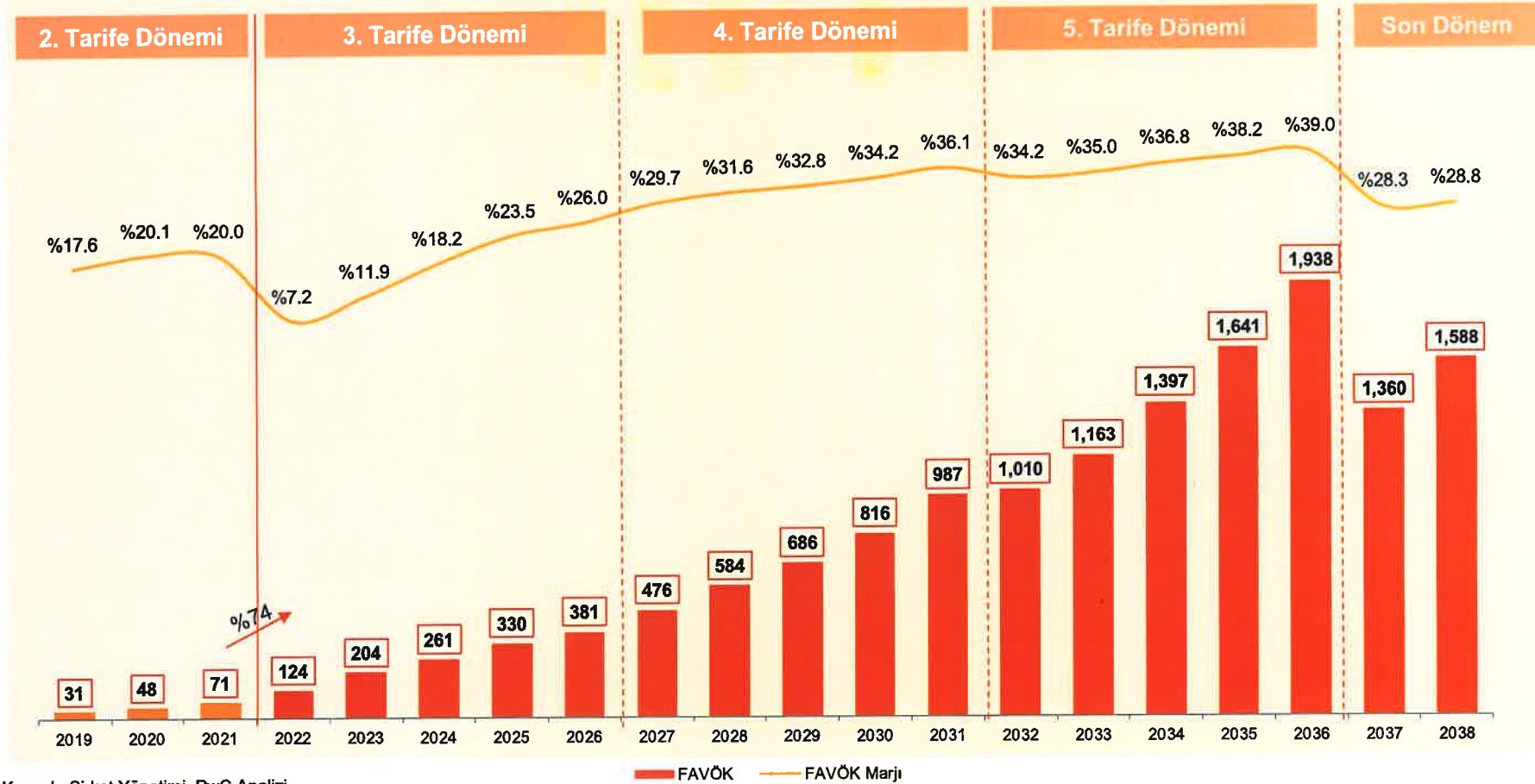
Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin %33'ünü oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 12 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir.

2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama %14'sini oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık %29 oranında artacağı öngörülmektedir.

FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%74** artış göstererek yaklaşık **124 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. FAVÖK marjının üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%29** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

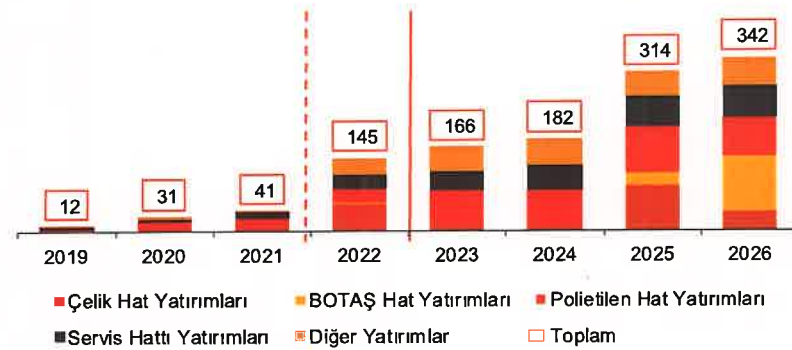
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
60

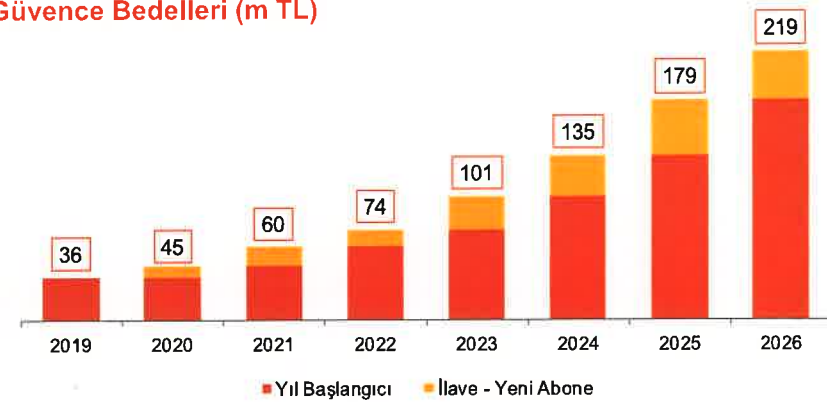
Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2038 yılları arasında **2.491 km** polietilen ve **115 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **1.161 km**'lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2038 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **207 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **7.976 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

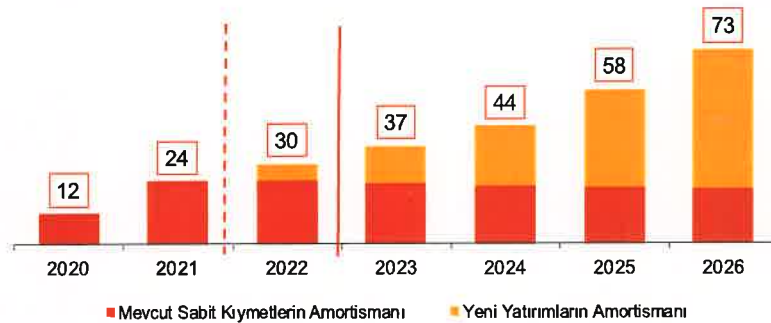
Yatırım Harcamaları (m TL)



Güvence Bedelleri (m TL)



Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörülmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

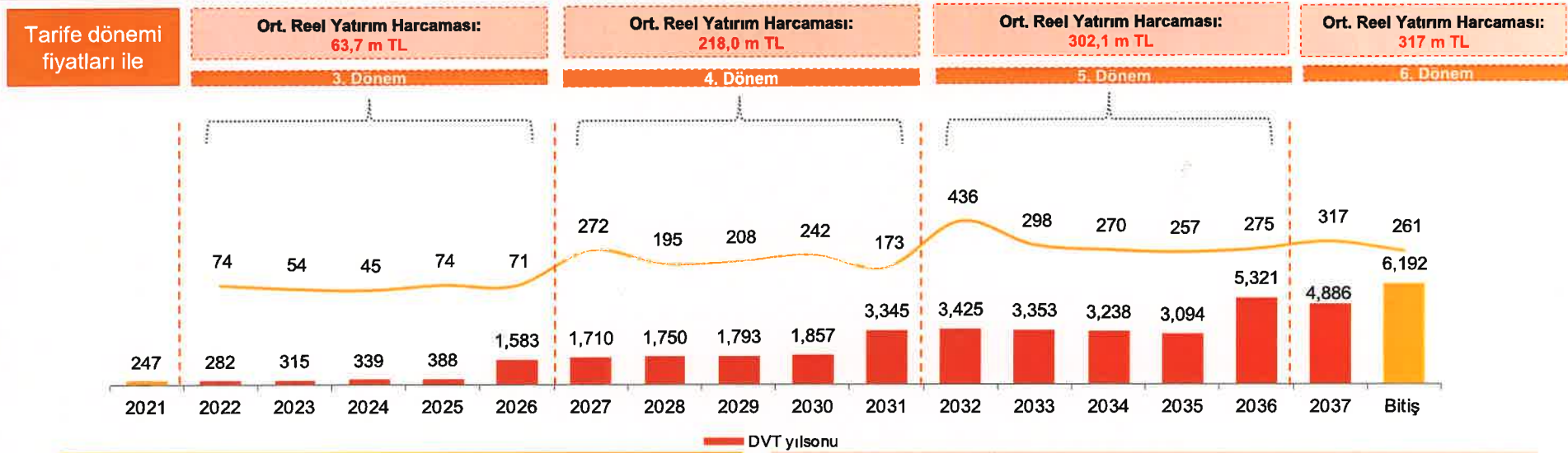
Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
61

Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Karaman'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaşılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşülerek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.

Lisans süresinin 2038 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımı yapılmamıştır.

DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[BVT - \left(\frac{BVT}{IS} \times (n-r+1) \right) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left[Y_i - Y_i \times \frac{(n-i+1)}{IS} \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i}$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,
- r : BVT belirlenen yılı,
- n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,
- DVT_0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,
- BVT : BVT değerini,
- Y_i : i yılı net yatırım değerini,
- IS : İtfa süresini,
- $TÜFE_b$: (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarlara baz olan TÜFE'yi,
- $TÜFE_{BVT}$: BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFE'yi,
- $TÜFE_i$: i yılının haziran ayı için açıklanan TÜFE'yi gösterir

Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleşen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NİS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

Net İşletme Sermayesi (NİS)

m TL	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	22	23	57	167	165	137	133	139
Diğer Ticari Alacaklar	0	0	0	-	-	-	-	-
Stoklar	1	2	2	5	6	7	9	11
Gelir Tahakkukları	7	3	6	61	60	50	49	51
Diğer Dönen Varlıklar	0	1	(0)	-	-	-	-	-
Dönen Varlıklar	31	29	65	233	231	194	191	202
Ticari Borçlar	35	30	84	335	312	237	213	212
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	64	70	4	28	26	18	16	16
Kısa Vadeli Yükümlülükler	99	100	88	363	338	255	229	228
Net İşletme Sermayesi	(68)	(70)	(23)	(130)	(107)	(61)	(38)	(26)
NİS / Gaz Satışları	-%40.7	-%31.2	-%7.0	-%7.7	-%6.4	-%4.4	-%2.8	-%1.9
NİS Değişimi		(2)	48	(107)	24	45	23	12

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gaza yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 3** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **13** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmeyen ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödenen borçlar NİS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Yıllık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için **ticari borç gün sayısı 65**, diğer tedarikçilere için uygulanan **borç gün sayısı 43** olarak hesaplanmaktadır.

Diğer kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%1,8** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı	40	30	37	30
Stok Gün Sayısı	3	4	3	3
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı	15	8	5	13
Diğer Dönen Varlıklar Gaz Satışlarına Oranı %	%0.2	%0.3	-%0.1	%0.0
D. Gaz Borç Gün Sayısı	79	56	59	65
Diğer Tedarikçiler Borç Gün Sayısı	47	37	200	43
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %	%43.3	%33.4	%22.5	%1.6

İndirgenmiş Nakit Akımları

AYDIN

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan AYDIN'nın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **695 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

m TL	MY19	MY20	MY21	9A22	MY22	MY23	MY24	MY25	MY26 //	MY38
Gelirler	179	238	355	1,383	1,723	1,711	1,435	1,405	1,464	5,507
Satılan Doğal Gaz Maliyeti	(131)	(171)	(261)	(1,270)	(1,562)	(1,449)	(1,097)	(979)	(970)	(3,218)
Brüt Kar	48	67	94	113	161	262	338	426	494	2,289
Brüt Kar Marjı (%)	%27	%28	%27	%8	%9	%15	%24	%30	%34	%42
Genel Yönetim Giderleri	(6)	(7)	(8)		(12)	(16)	(19)	(23)	(25)	(122)
Faaliyet Giderleri	(10)	(12)	(16)	(24)	(25)	(42)	(57)	(73)	(87)	(579)
FAVÖK	31	48	71	71	124	204	261	330	381	1,588
FAVÖK Marjı (%)	%18	%20	%20	%5	%7	%12	%18	%23	%26	%29
Amortisman	(8)	(12)	(24)	(24)	(30)	(37)	(44)	(58)	(73)	(378)
FVÖK	24	36	47	47	93	167	217	272	308	1,210
FVÖK Marjı				%3	%5	%10	%15	%19	%21	%22
Kurumlar Vergisi				(1)		(26)	(36)	(47)	(54)	(126)
Amortisman (-)				24		37	44	58	73	378
Operasyonel Nakit Akımları				70		178	225	283	327	1,461
NİS Değişimi				95		(24)	(45)	(23)	(12)	9
Güvence Bedeli Değişimi				11		27	33	45	39	363
Yatırım Harcamaları				(131)		(166)	(182)	(314)	(342)	(689)
Serbest Nakit Akımları				46		15	31	(9)	13	1,144
AOSM				%71.7		%36.4	%26.8	%22.0	%18.7	%18.7
Kısmi Dönem Etkisi				1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Ortalama Dönem Etkisi				0.38		1.25	2.25	3.25	4.25	16.25
İndirgeme Oranı				0.82		0.57	0.43	0.35	0.29	0.04
İndirgenmiş Nakit Akımı				37		9	13	(3)	4	42

m TL

İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2038)	655
Nihai DVT - Güvence B.	18
Net İşletme Sermayesi (2021)	(23)
İmtiyaz Sözleşmesi Değeri	695

m TL

Nihai DVT	6,192
Güvence Bd.	5,664
Nihai DVT - Güvence B.	529
İskonto Faktörü	0.03
Değer	18

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

17 Ağustos 2022

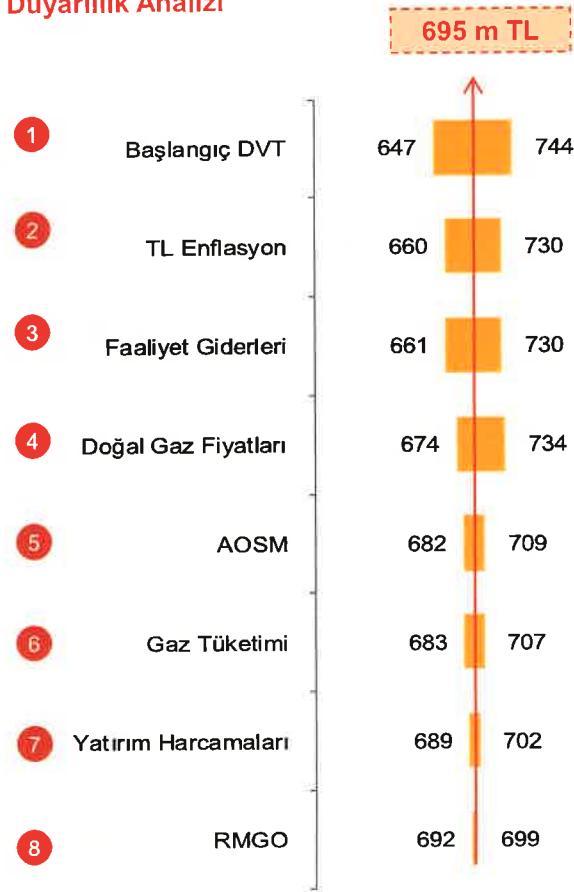
64

Gelir Yaklaşımı

Duyarlılık Analizi - AYDIN

AYDIN'ın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı, AOSM, RMGO, faaliyet giderleri, gaz tüketimi, doğal gaz fiyatları RMGO, faaliyet giderleri ve yatırım harcamaları** parametreleri kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamda 31 Mart 2022 itibariyle şirket değeri **647 milyon TL** ile **744 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

Duyarlılık Analizi



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması,
- TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması,
- AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması,
- RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
65

4 DENİZLİ

DENİZLİ

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

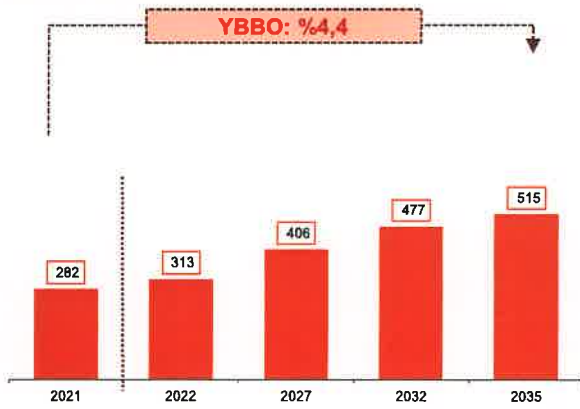
17 Ağustos 2022
66



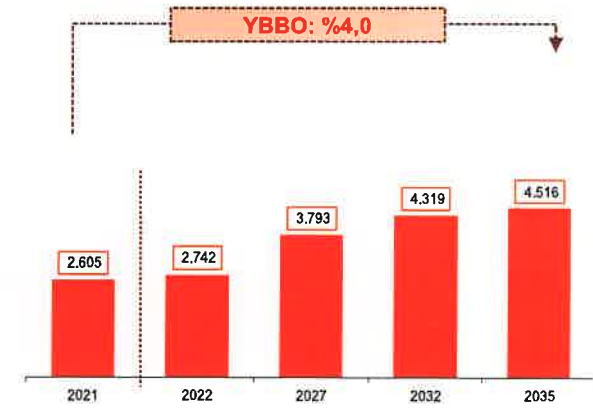
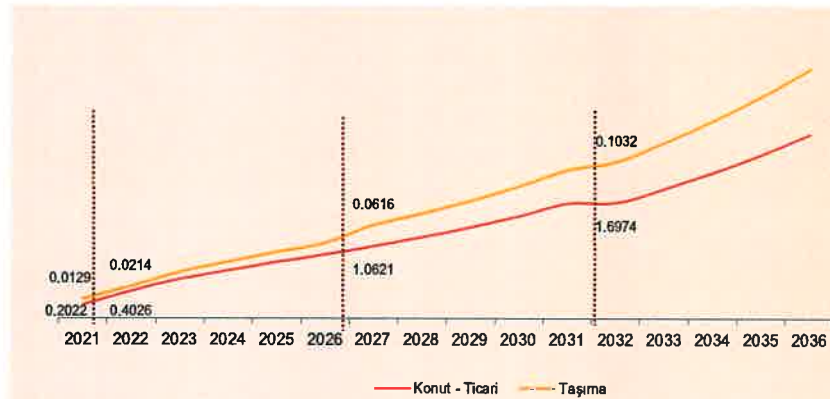
Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi

Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

Abone Sayıları ('000 BBS)

Gaz Tüketim (m³)

Hat Uzunluğu (km)

Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m³)

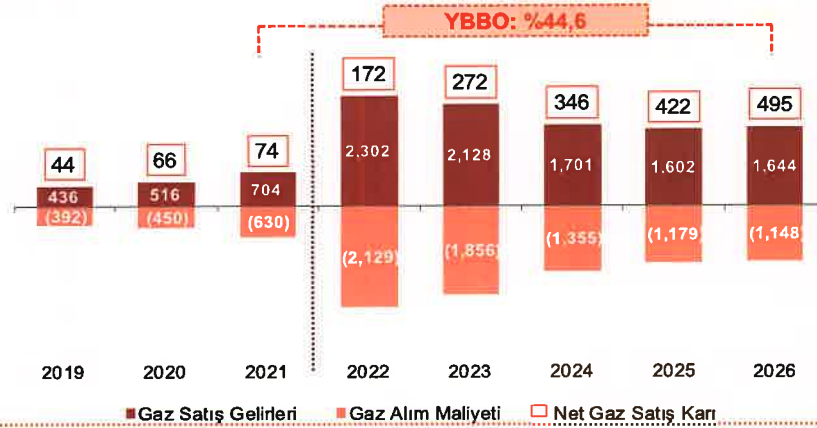
2022 yılından itibaren Denizli için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

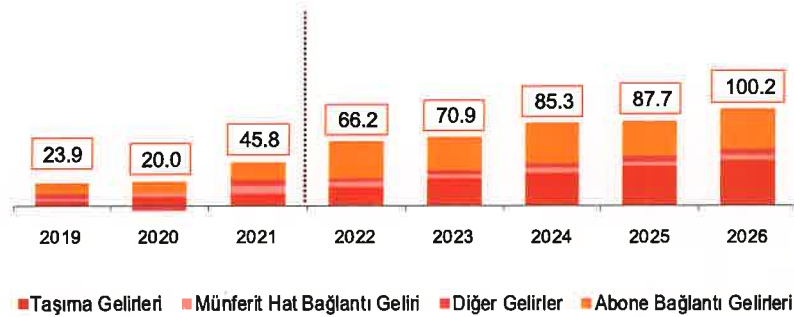
Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



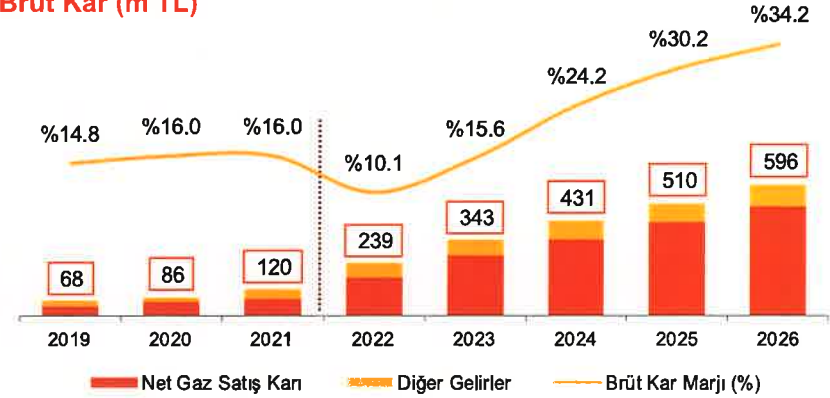
2022 yılında tüketim hacminin 1.307 m³ seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %82 büyüyeceği öngörüsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **239 milyon TL** seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Brüt kar marjının 2023 yılı itibariyle artışa geçeceği ve 2022- 2035 arası projeksiyon döneminde ortalama **%34,1** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir.

Diğer Gelirler (m TL)



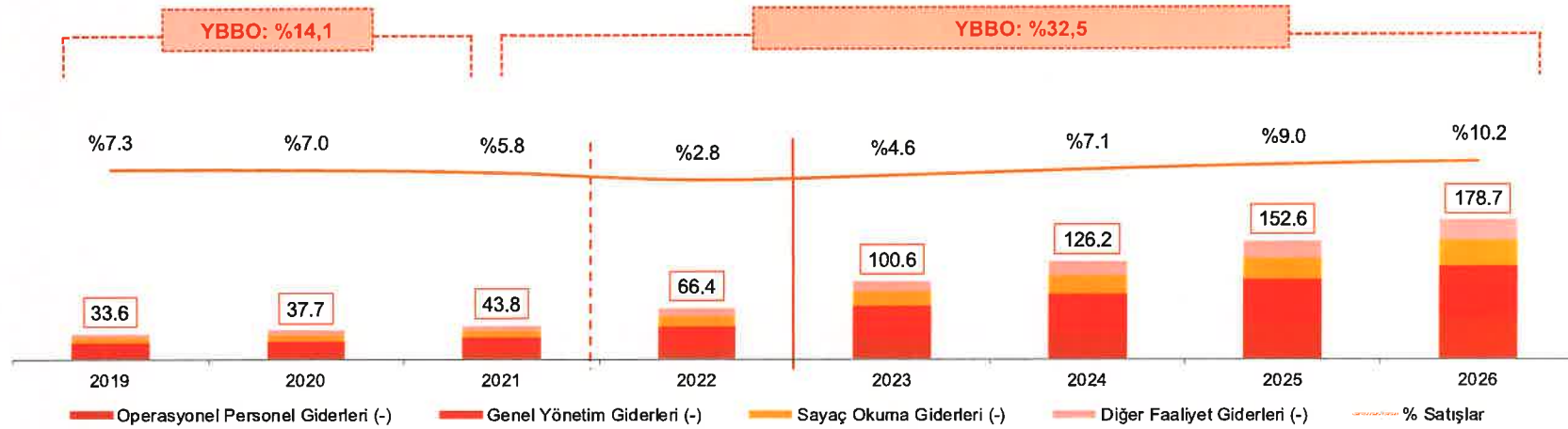
Brüt Kar (m TL)



Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların %6-8 aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama %10,2 seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

Faaliyet Giderleri (m TL)



2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık %23'ü operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibarıyla ortalama 116 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde 164'e çıkacağı beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama %29'unu oluşturacağı öngörülmektedir.

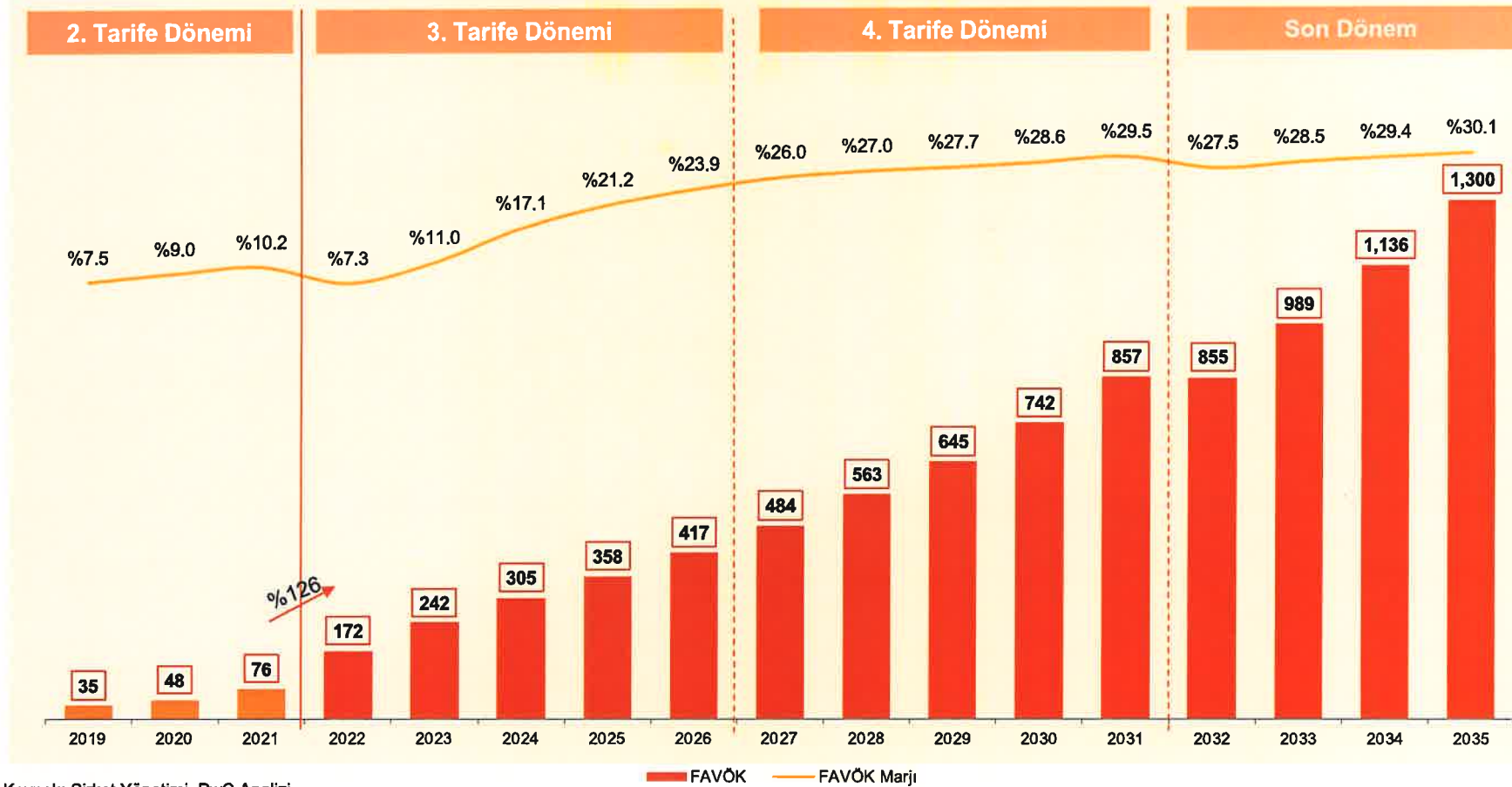
Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin %37'sini oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 25 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir.

2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama %18'ini oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık %21 oranında artacağı öngörülmektedir.

FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%126** artış göstererek yaklaşık **172 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. FAVÖK marjının üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%24** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

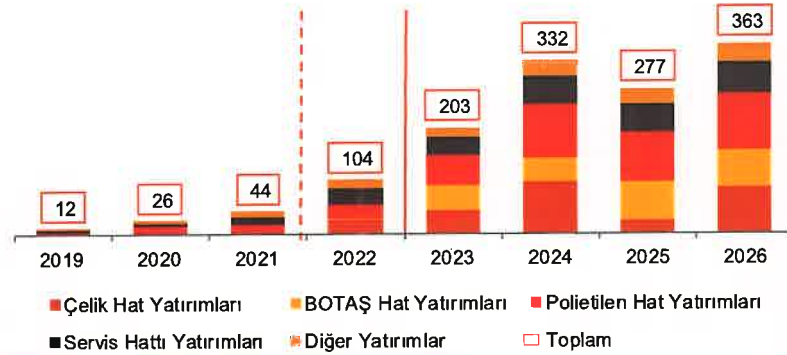
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
70

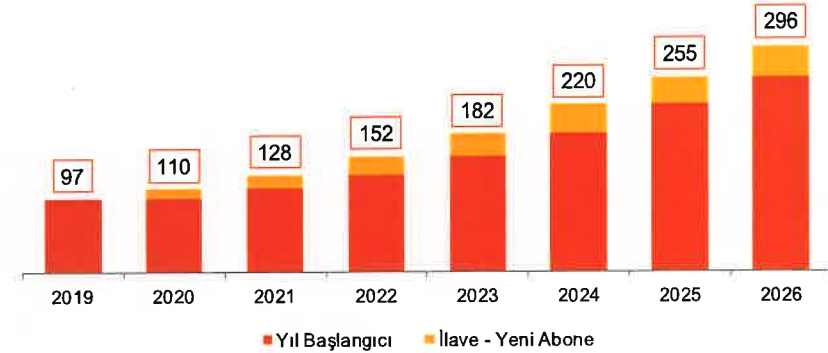
Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2035 yılları arasında **1.781 km** polietilen ve **129,3 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **717 km**'lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2035 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **127 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **4.093 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

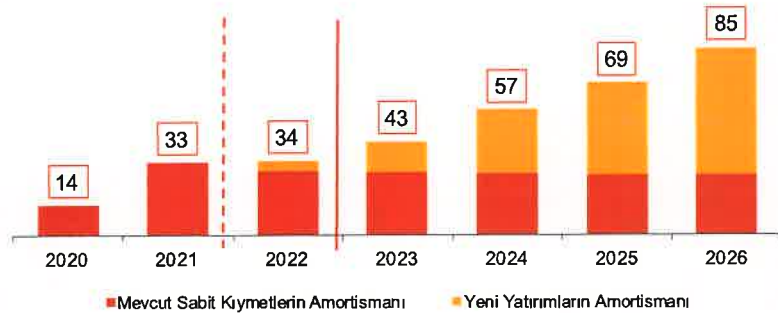
Yatırım Harcamaları (m TL)



Güvence Bedelleri (m TL)



Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörülmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

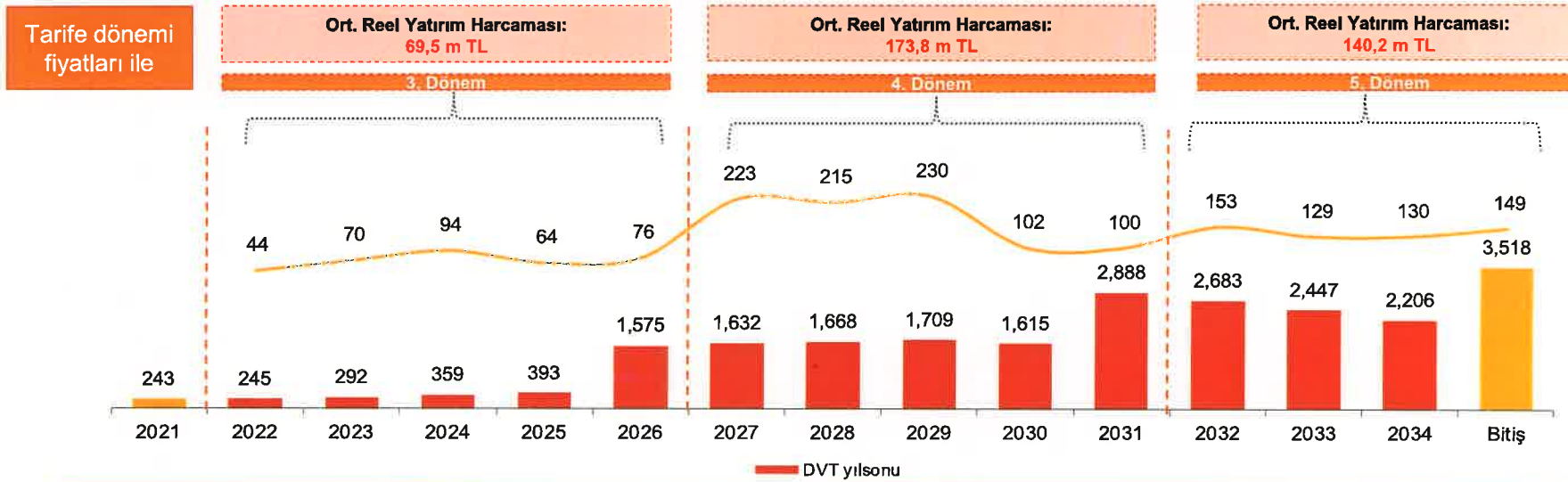
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

71

Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Karaman'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaşılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşülerek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.

Lisans süresinin 2035 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımı yapılmamıştır.

DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[BVT - \left(\frac{BVT \times (n-r+1)}{IS} \right) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left[Y_i - \frac{Y_i \times (n-i+1)}{IS} \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i}$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,
- r : BVT belirlenen yılı,
- n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,
- DVT_0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,
- BVT : BVT değerini,
- Y_i : i yılı net yatırım değerini,
- IS : İtfa süresini,
- $TÜFE_b$: (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarlara baz olan TÜFE'yi,
- $TÜFE_{BVT}$: BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFE'yi,
- $TÜFE_i$: i yılının haziran ayı için açıklanan TÜFE'yi gösterir

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

72

Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleşen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NİS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

Net İşletme Sermayesi (NİS)

m TL	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	55	46	124	228	212	171	161	166
Diğer Ticari Alacaklar	38	64	3	-	-	-	-	-
Stoklar	1	2	4	4	5	7	8	10
Gelir Tahakkukları	34	26	24	77	72	58	55	56
Diğer Dönen Varlıklar	0	(0)	0	-	-	-	-	-
Dönen Varlıklar	128	138	155	309	289	235	225	233
Ticari Borçlar	105	79	157	456	399	292	256	250
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	2	3	5	40	34	22	18	18
Kısa Vadeli Yükümlülükler	107	82	162	496	432	314	274	268
Net İşletme Sermayesi	21	56	(7)	(186)	(143)	(79)	(49)	(35)
NİS / Gaz Satışları	%4.8	%10.9	-%0.9	-%8.1	-%6.7	-%4.6	-%3.1	-%2.1
NİS Değişimi		35	(62)	(180)	43	65	30	14

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gazla yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 3** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **12** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmeyen ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödenen borçlar NİS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Yıllık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için **ticari borç gün sayısı 65, diğer tedarikçilere için uygulanan borç gün sayısı 24** olarak hesaplanmaktadır.

Diğer kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%1,7** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı	38	29	36	30
Stok Gün Sayısı	3	3	3	3
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı	28	21	13	12
Diğer Dönen Varlıklar Gaz Satışlarına Oranı %	%0.0	%0.0	%0.0	%0.0
D. Gaz Borç Gün Sayısı	81	62	56	65
Diğer Tedarikçiler Borç Gün Sayısı	25	25	21	24
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %	%0.4	%0.4	%0.3	%1.1

İndirgenmiş Nakit Akımları DENİZLİ

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan DENİZLİ'nin 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **646 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

m TL	MY19	MY20	MY21	9A22	MY22	MY23	MY24	MY25	MY26	MY35
Gelirler	460	536	750	1,704	2,368	2,199	1,786	1,689	1,744	4,316
Satılan Doğal Gaz Maliyeti	(392)	(450)	(630)	(1,507)	(2,129)	(1,856)	(1,355)	(1,179)	(1,148)	(2,441)
Brüt Kar	68	86	120	198	239	343	431	510	596	1,875
Brüt Kar Marjı (%)	%15	%16	%16	%12	%10	%16	%24	%30	%34	%43
Genel Yönetim Giderleri	(15)	(15)	(16)		(29)	(40)	(49)	(57)	(64)	(186)
Faaliyet Giderleri	(19)	(22)	(27)	(35)	(37)	(60)	(77)	(96)	(115)	(389)
FAVÖK	35	48	76	126	172	242	305	358	417	1,300
FAVÖK Marjı (%)	%8	%9	%10	%7	%7	%11	%17	%21	%24	%30
Amortisman	(11)	(14)	(33)	(27)	(34)	(43)	(57)	(69)	(85)	(209)
FVÖK	23	34	43	99	138	199	248	288	332	1,091
FVÖK Marjı				%6	%6	%9	%14	%17	%19	%25
Kurumlar Vergisi				(2)		(25)	(36)	(44)	(53)	(161)
Amortisman (-)				27		43	57	69	85	209
Operasyonel Nakit Akımları				124		217	269	314	364	1,139
NİS Değişimi				134		(43)	(65)	(30)	(14)	(4)
Güvence Bedeli Değişimi				20		29	38	35	41	86
Yatırım Harcamaları				(103)		(203)	(332)	(277)	(363)	(379)
Serbest Nakit Akımları				176		0	(89)	42	28	842
AOSM				%71.7		%36.4	%26.8	%22.0	%18.7	%18.7
Kısmi Dönem Etkisi				1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Ortalama Dönem Etkisi				0.38		1.25	2.25	3.25	4.25	13.25
İndirgeme Oranı				0.82		0.57	0.43	0.35	0.29	0.06
İndirgenmiş Nakit Akımı				143.8		0.1	(38.6)	14.5	8.1	52.2

m TL	
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2035)	593
Nihai DVT - Güvence B.	46
Net İşletme Sermayesi (2021)	(7)
İmtiyaz Sözleşmesi Değeri	646

m TL	
Nihai DVT	3,518
Güvence Bd.	2,713
Nihai DVT - Güvence B.	805
İskonto Faktörü	0.06
Değer	46

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

17 Ağustos 2022

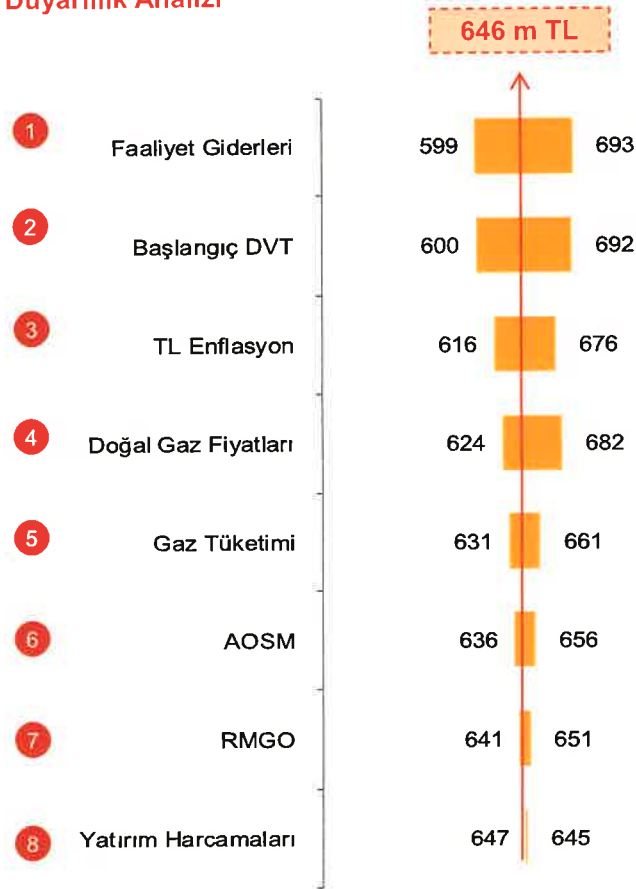
74

Gelir Yaklaşımı

Duyarlılık Analizi - Denizli

DENİZLİ'nin değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı, AOSM, RMGO, faaliyet giderleri, gaz tüketimi, doğal gaz fiyatları RMGO, faaliyet giderleri ve yatırım harcamaları** parametreleri kullanarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamda 31 Mart 2022 itibariyle şirket değeri **599 milyon TL** ile **693 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

Duyarlılık Analizi



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması,
- TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması,
- Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

75

5 EREĞLİ

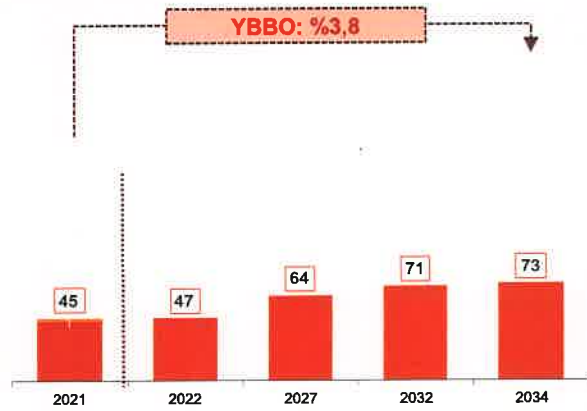
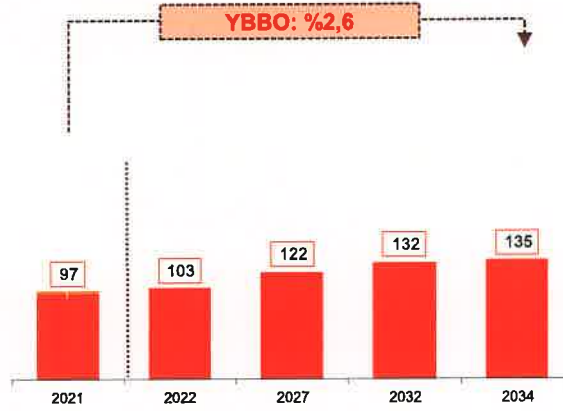


EREĞLİ

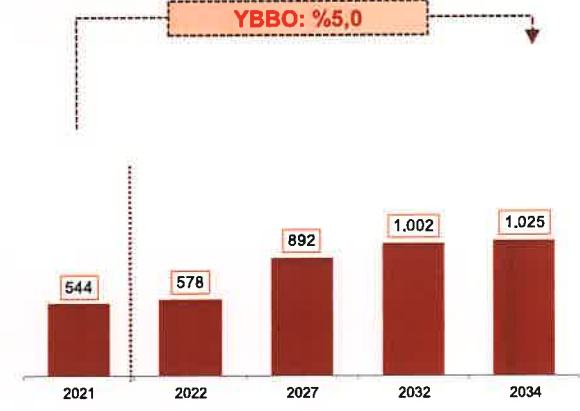
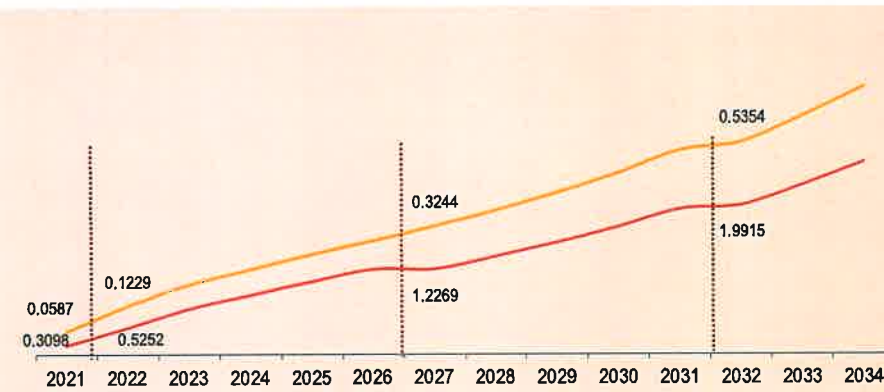
Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi

Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

Abone Sayıları ('000 BBS)

Gaz Tüketim (m³)

Hat Uzunluğu (km)

Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m³)

2022 yılından itibaren Ereğli için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

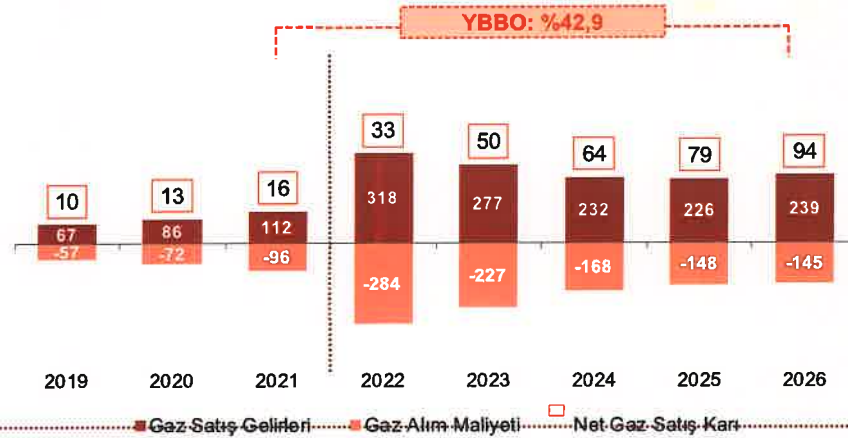
Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

— Konut - Ticari — Taşıma

Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir

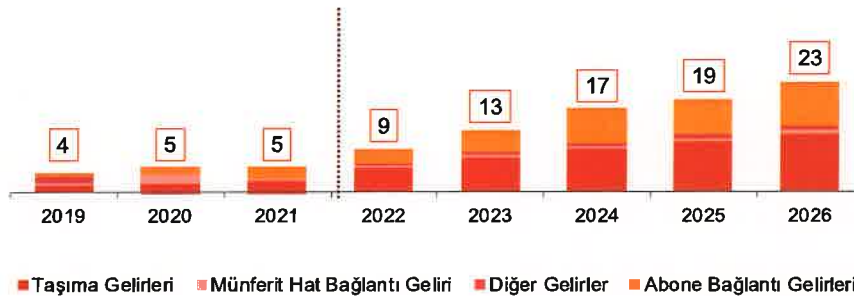
Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



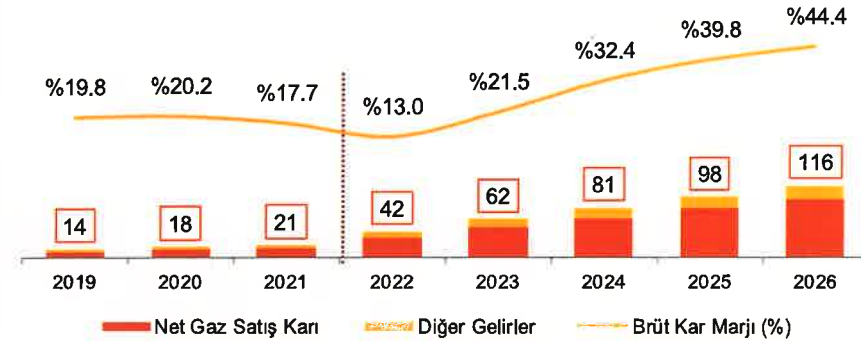
2022 yılında tüketim hacminin 174 m³ seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %89 büyüyeceği öngörüsü ve %10 gaz tüketimi artışı beklentisi, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **42 milyon TL** seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Brüt kar marjının 2023 yılı itibariyle artışa geçeceği ve 2022- 2034 arası projeksiyon döneminde ortalama **%40,4** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir.

Diğer Gelirler (m TL)



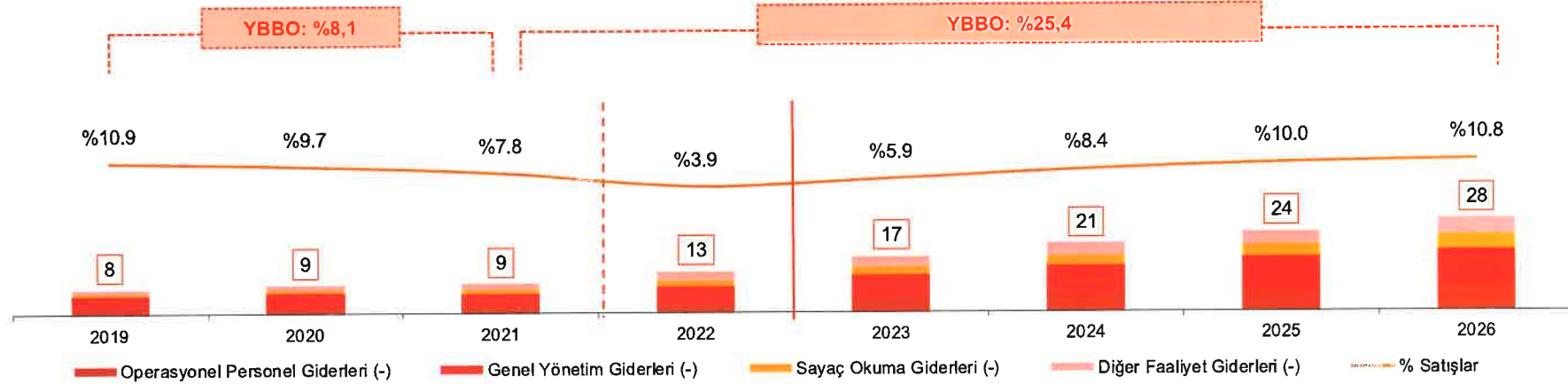
Brüt Kar (m TL)



Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların **%7-10** aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama **%7,8** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

Faaliyet Giderleri (m TL)



2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık **%25**'i operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibariyle ortalama 24 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde de sabit kalması beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%25**'ini oluşturacağı öngörülmektedir.

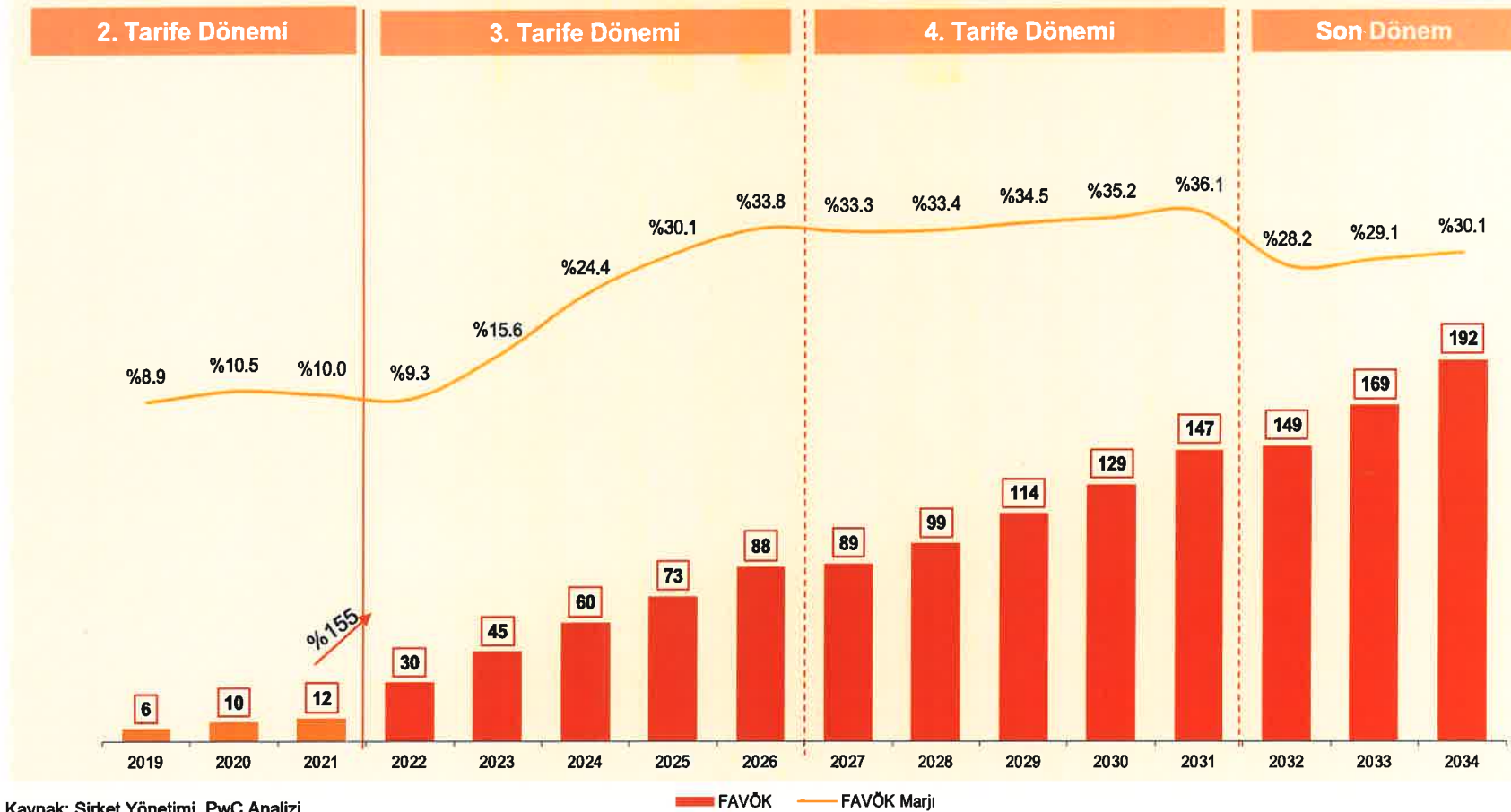
Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin **%42**'sini oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 6 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir.

2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%13**'ünü oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık **%21** oranında artacağı öngörülmektedir.

FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%155** artış göstererek yaklaşık **30 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. FAVÖK marjının üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%29** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

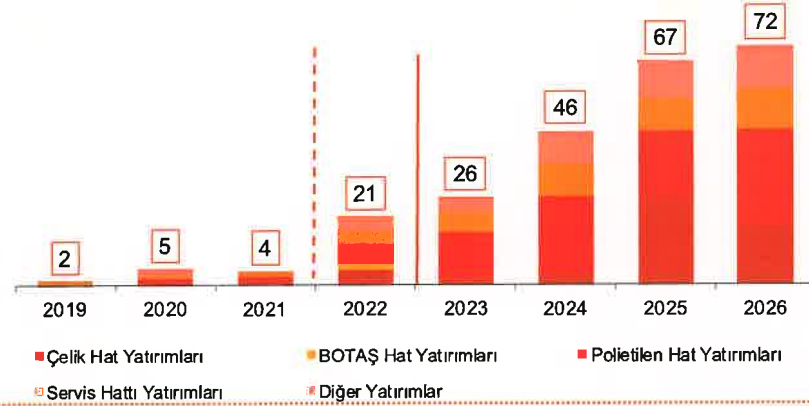
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
80

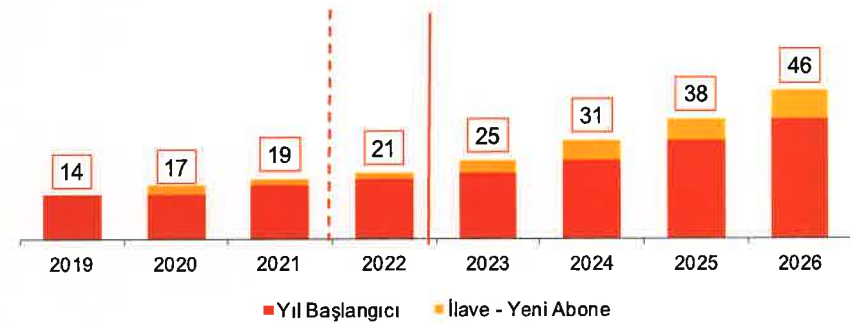
Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2034 yılları arasında **454 km** polietilen ve **26.8 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **146 km**'lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. . 2022-2034 yılları arasında tarife yılı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **19 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **572 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

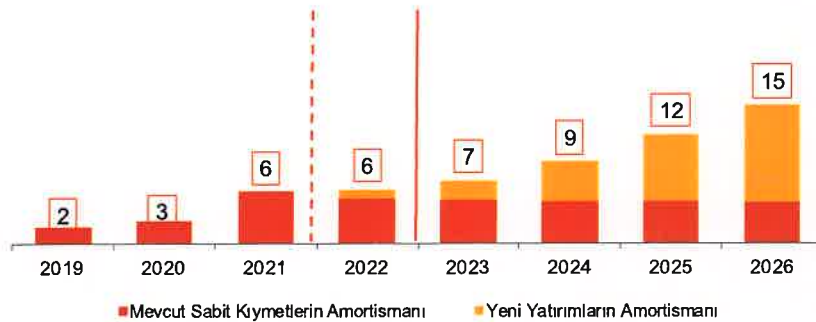
Yatırım Harcamaları (m TL)



Güvence Bedelleri (m TL)



Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörülmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

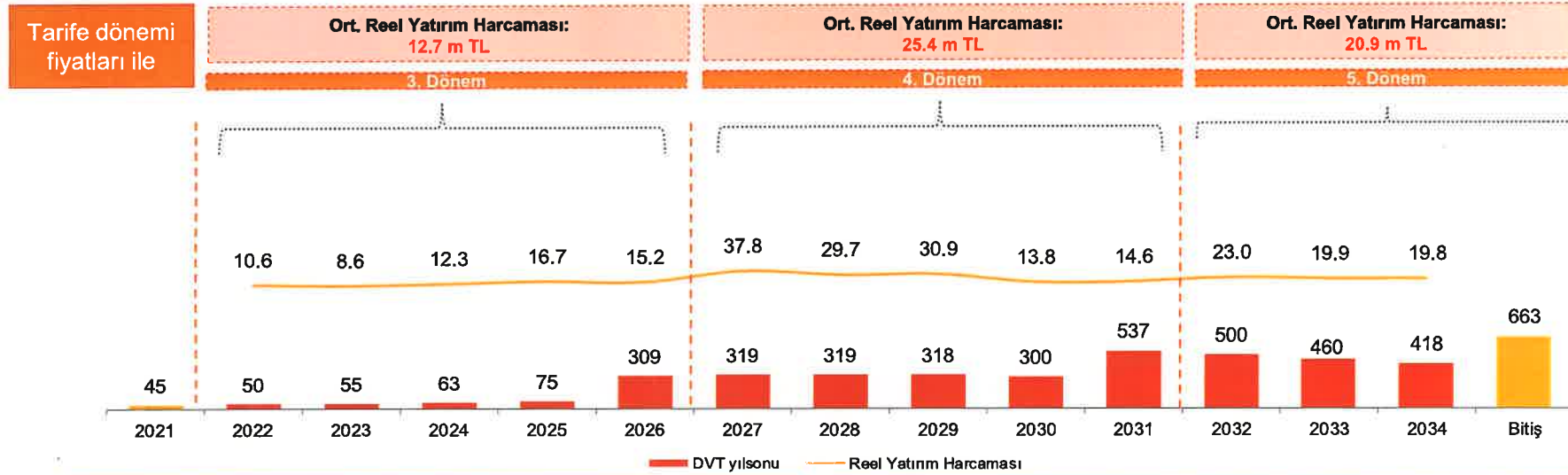
Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
81

Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Aksaray'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaşılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşülerek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.

Lisans süresinin 2034 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımı yapılmamıştır.

DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[BVT - \left(\frac{BVT}{IS} \times (n-r+1) \right) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left[Y_i - \frac{Y_i}{IS} \times (n-i+1) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i}$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,
- r : BVT belirlenen yılı,
- n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,
- DVT_0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,
- BVT : BVT değerini,
- Y_i : i yılı net yatırım değerini,
- IS : İtfa süresini,
- $TÜFE_b$: (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarlara baz olan TÜFE'yi,
- $TÜFE_{BVT}$: BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFE'yi,
- $TÜFE_i$: i yılının haziran ayı için açıklanan TÜFE'yi gösterir

Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleşen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NİS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

Net İşletme Sermayesi (NİS)

m TL	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	8	9	19	32	28	24	23	25
Diğer Ticari Alacaklar	-	-	0	-	-	-	-	-
Stoklar	1	1	1	1	2	2	3	3
Gelir Tahakkukları	5	5	4	22	20	17	16	17
Diğer Dönen Varlıklar	0	0	0	-	-	-	-	-
Dönen Varlıklar	14	14	24	55	49	42	42	46
Ticari Borçlar	13	13	25	61	49	36	32	31
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	1	1	0	3	2	1	1	1
Kısa Vadeli Yükümlülükler	14	13	25	64	51	38	33	33
Net İşletme Sermayesi	1	1	(1)	(9)	(2)	5	10	13
NİS / Gaz Satışları	%1.1	%0.8	-%1.2	-%2.7	-%0.7	%1.9	%3.9	%5.0
NİS Değişimi		(0)	(2)	(7)	7	7	5	4

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gazı yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 6** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **25** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAS'a ödenmeyen ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödenen borçlar NİS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Aylık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için normalize **ticari borç gün sayısı 65, diğer tedarikçilere için uygulanan borç gün sayısı 12** olarak hesaplanmaktadır.

Diğer kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%0,9** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı	37	29	37	30
Stok Gün Sayısı	7	6	4	6
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı	28	21	13	25
Diğer Dönen Varlıklar Gaz Satışlarına Oranı %	%0.1	%0.2	%0.4	%0.0
D. Gaz Borç Gün Sayısı	67	53	59	65
Diğer Tedarikçiler Borç Gün Sayısı	21	12	11	12
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %	%1.1	%0.9	%0.7	0.8%

İndirgenmiş Nakit Akımları EREĞLİ

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan EREĞLİ'nin 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **115 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

m TL	MY19	MY20	MY21	9A22	MY22	MY23	MY24	MY25	MY26	MY34
Gelirler	71	91	117	230	327	290	249	245	261	535
Satılan Doğal Gaz Maliyeti	(57)	(72)	(96)	(195)	(284)	(227)	(168)	(148)	(145)	(273)
Brüt Kar	14	18	21	35	42	62	81	98	116	262
Brüt Kar Marjı (%)	%20	%20	%18	%15	%13	%22	%32	%40	%44	%49
Genel Yönetim Giderleri	(4)	(4)	(4)		(5)	(7)	(8)	(10)	(11)	(25)
Faaliyet Giderleri	(4)	(4)	(5)	(7)	(7)	(10)	(12)	(15)	(17)	(45)
FAVÖK	6	10	12	22	30	45	60	73	88	192
FAVÖK Marjı (%)	%9	%11	%10	%9	%9	%16	%24	%30	%34	%36
Amortisman	(2)	(3)	(6)	(5)	(6)	(7)	(9)	(12)	(15)	(30)
FVÖK	4	7	6	17	24	38	51	61	73	162
FVÖK Marjı				%7	%7	%13	%20	%25	%28	%30
Kurumlar Vergisi				(1)		(6)	(8)	(10)	(13)	(26)
Amortisman (-)				5		7	9	12	15	30
Operasyonel Nakit Akımları				21		40	52	63	75	166
NİS Değişimi				3		(7)	(7)	(5)	(4)	(4)
Güvence Bedelli Değişimi				1		4	6	7	9	6
Yatırım Harcamaları				(20)		(26)	(46)	(67)	(72)	(38)
Serbest Nakit Akımları				5		10	5	(3)	9	130
AOSM				%71.7		%36.4	%26.8	%22.0	%18.7	%18.7
Kısmi Dönem Etkisi				1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Ortalama Dönem Etkisi				0.38		1.25	2.25	3.25	4.25	12.25
İndirgeme Oranı				0.82		0.57	0.43	0.35	0.29	0.07
İndirgenmiş Nakit Akımı				4.3		5.9	2.2	(0.9)	2.5	9.6

m TL		m TL	
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2033)	90	Nihai DVT	663
Nihai DVT - Güvence B.	23	Güvence Bd.	320
Net İşletme Sermayesi (2021)	(1)	Nihai DVT - Güvence B.	344
İmtiyaz Sözleşmesi Değeri	115	İskonto Faktörü	0.07
		Değer	23

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

17 Ağustos 2022

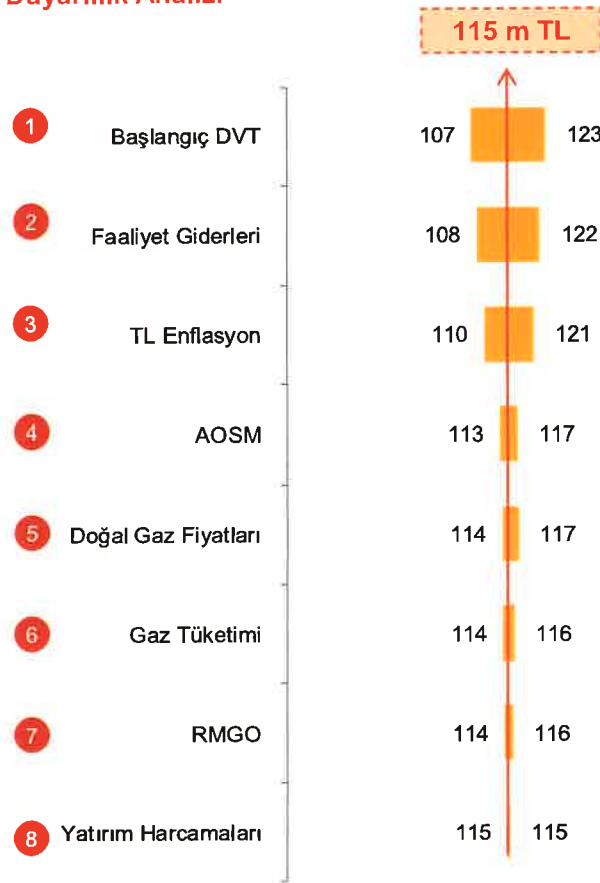
84

Gelir Yaklaşımı

Duyarlılık Analizi - EREĞLİ

AKSARAY'ın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı, AOSM, RMGO, faaliyet giderleri, gaz tüketimi, doğal gaz fiyatları RMGO, faaliyet giderleri ve yatırım harcamaları** parametreleri kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamda 31 Mart 2022 itibarıyla şirket değeri **107 milyon TL** ile **123 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

Duyarlılık Analizi



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması
- Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması,
- Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

85

6 ERZİNCAN

ERZİNCAN

Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

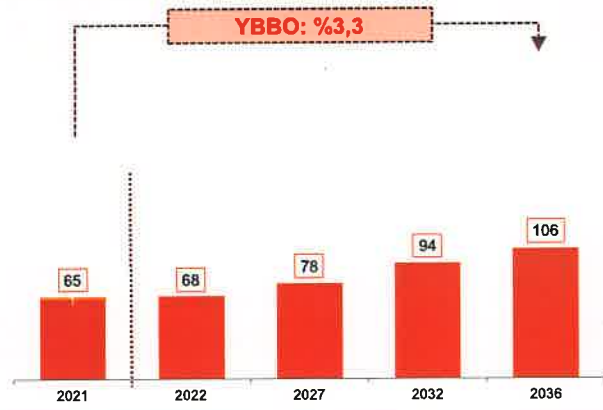
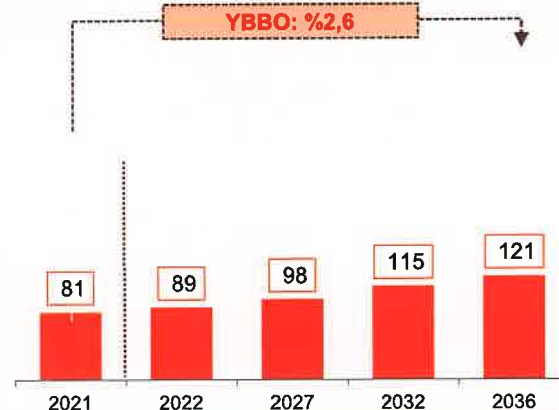
17 Ağustos 2022
86



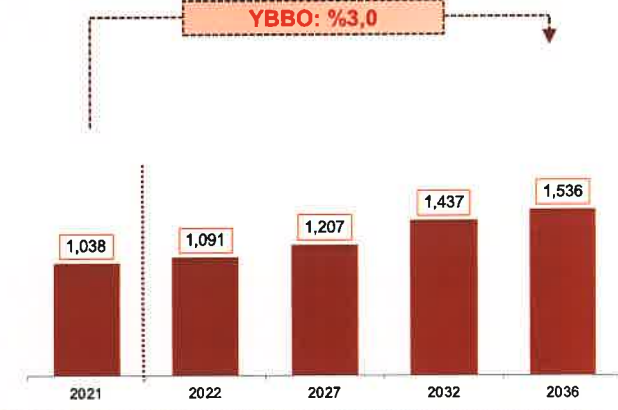
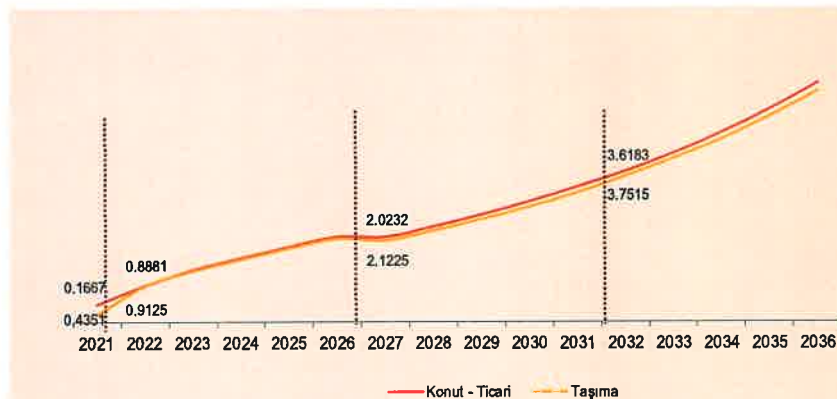
Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi

Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

Abone Sayıları ('000 BBS)

Gaz Tüketim (m³)

Hat Uzunluğu (km)

Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m³)

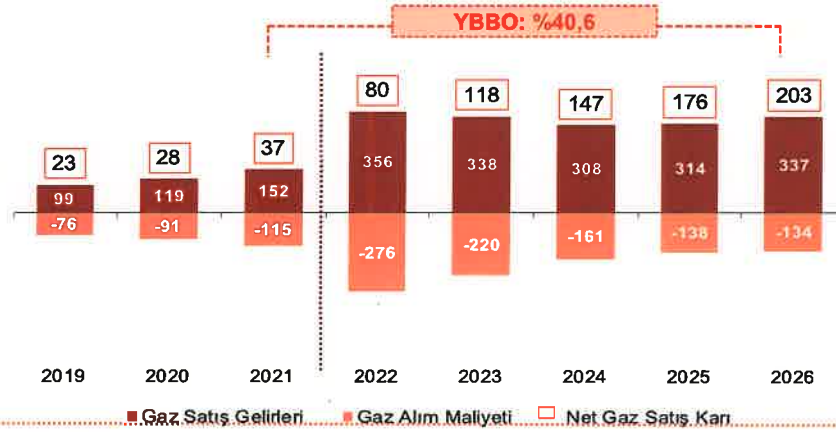
2022 yılından itibaren Erzincan için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

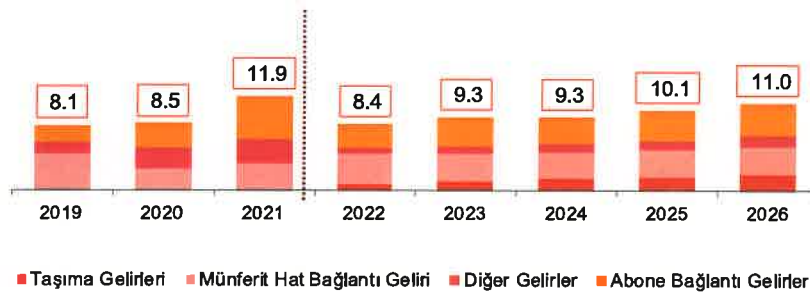
Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



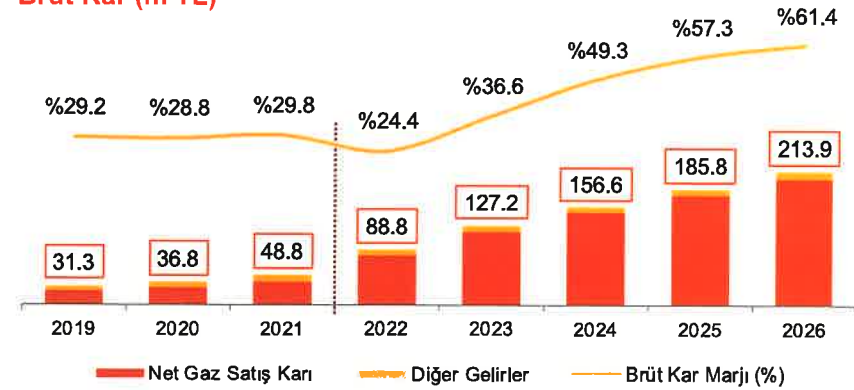
2022 yılında tüketim hacminin 89 m³ seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %271 büyüyeceği öngörüsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **89 milyon TL** seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Brüt kar marjının 2023 yılı itibarıyla artışa geçeceği ve 2022-2036 arası projeksiyon döneminde ortalama **%59,5** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir.

Diğer Gelirler (m TL)



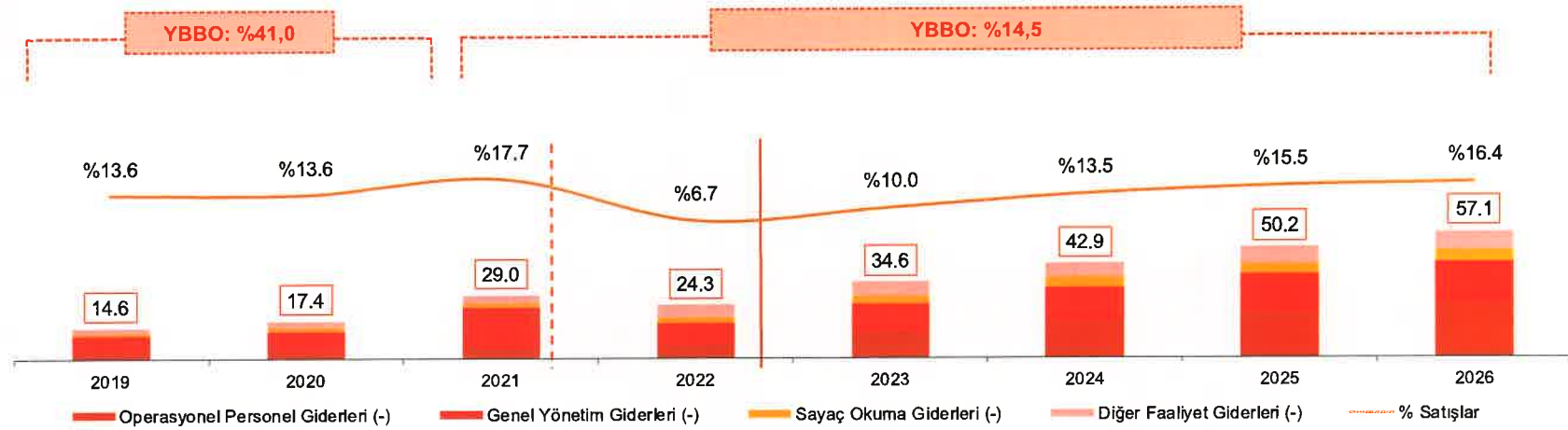
Brüt Kar (m TL)



Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların **%13-17** aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama **%12,4** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri, genel yönetim personeli ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

Faaliyet Giderleri (m TL)



2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık **%19'u** operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibariyle ortalama 58 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde 85'e çıkacağı beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%40'**ını oluşturacağı öngörülmektedir.

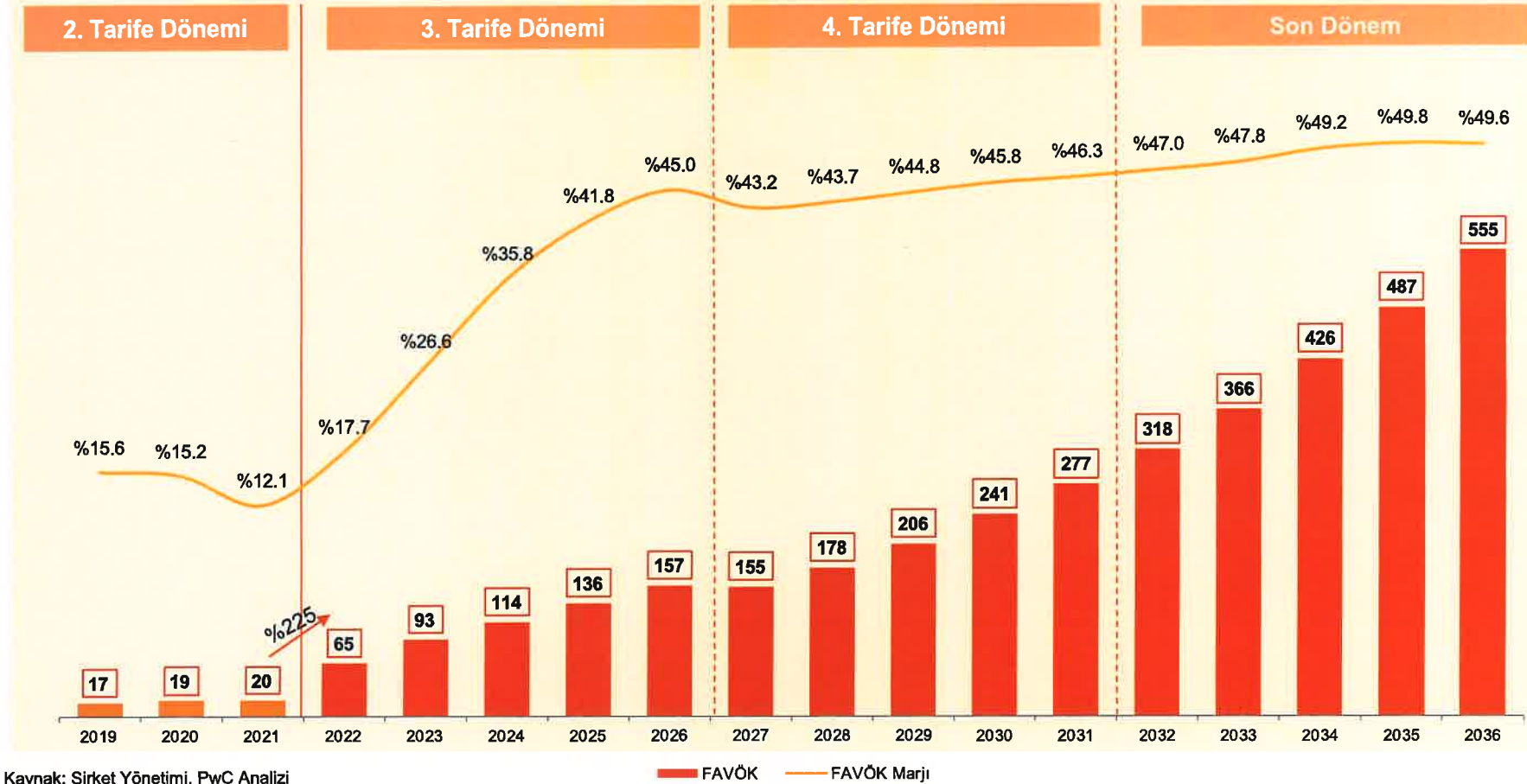
Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin **%62'sini** oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 10 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir.

2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama **%8'ini** oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık **%16** oranında artacağı öngörülmektedir.

FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%225** artış göstererek yaklaşık **65 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. FAVÖK marjının üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%42** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

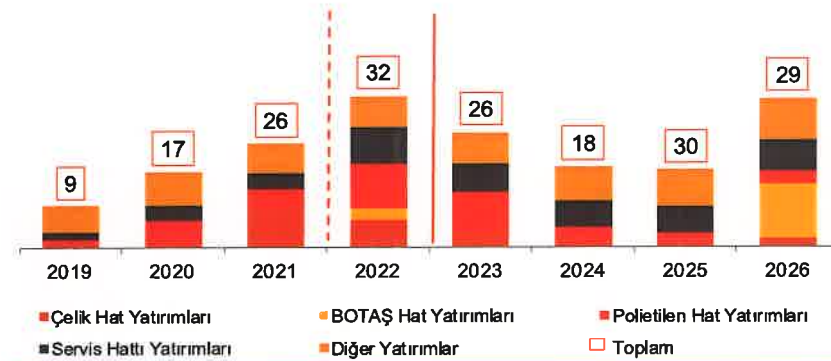
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
90

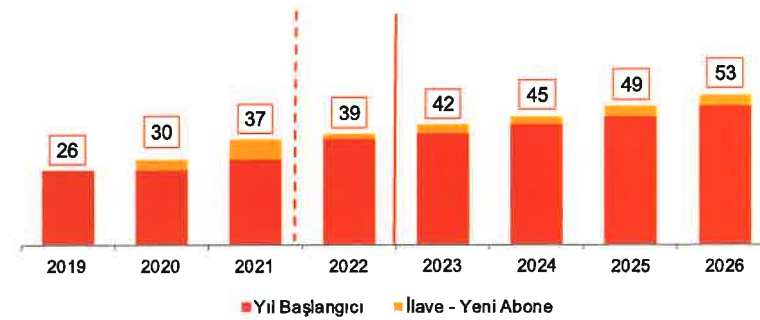
Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2036 yılları arasında **455 km** polietilen ve **42,6 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **327,1 km**'lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2036 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **54 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **1.526 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

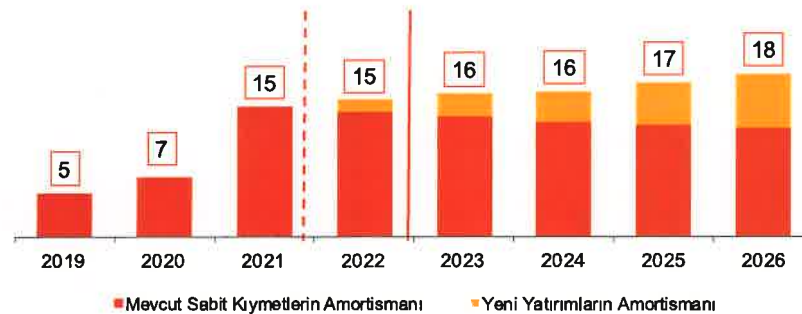
Yatırım Harcamaları (m TL)



Güvence Bedelleri (m TL)



Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörülmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

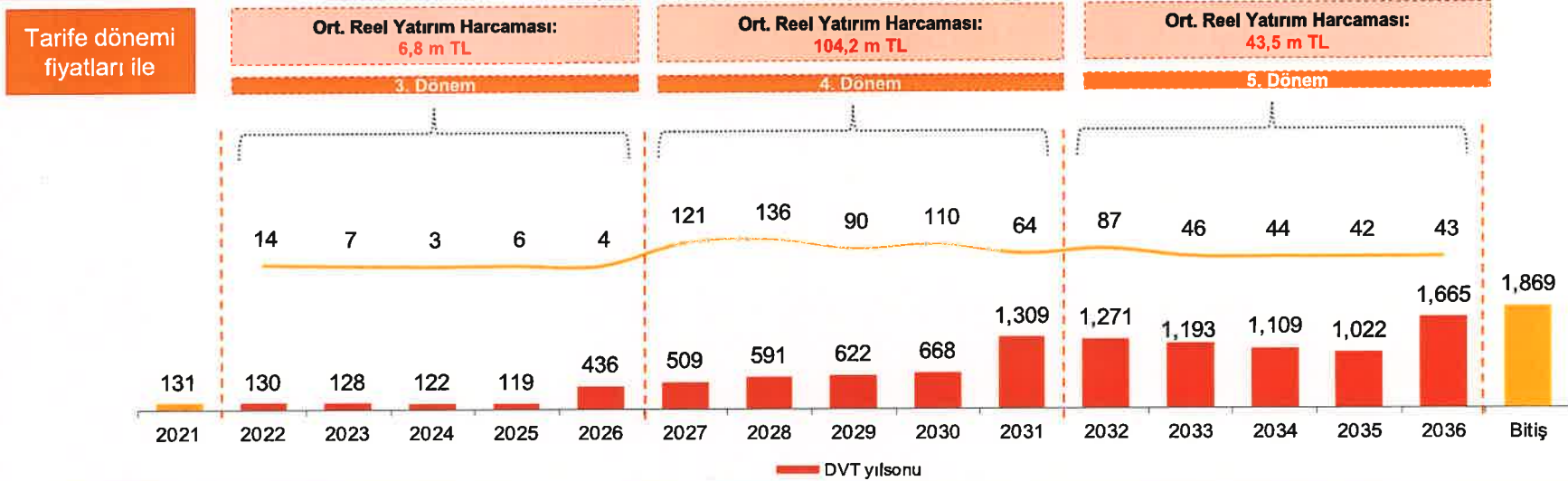
Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
91

Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Erzincan'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaşılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşülerek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.

Lisans süresinin 2036 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımı yapılmamıştır.

DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[BVT - \left(\frac{BVT}{IS} \times (n-r+1) \right) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left[Y_i - \frac{Y_i}{IS} \times (n-i+1) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i}$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,
- r : BVT belirlenen yılı,
- n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,
- DVT_0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,
- BVT : BVT değerini,
- Y_i : i yılı net yatırım değerini,
- IS : İtfa süresini,
- $TÜFE_b$: (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarlara baz olan TÜFE'yi,
- $TÜFE_{BVT}$: BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFE'yi,
- $TÜFE_i$: i yılının haziran ayı için açıklanan TÜFE'yi gösterir

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
92

Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleşen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NİS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

Net İşletme Sermayesi (NİS)

m TL	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	14	13	26	35	33	30	31	33
Diğer Ticari Alacaklar	0	0	-	0	0	0	0	0
Stoklar	1	1	2	2	2	2	2	2
Gelir Tahakkukları	10	13	13	15	14	13	13	14
Diğer Dönen Varlıklar	1	(1)	1	-	-	-	-	-
Dönen Varlıklar	25	26	41	52	49	45	46	49
Ticari Borçlar	20	21	61	60	48	36	31	30
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	17	23	2	4	3	2	2	2
Kısa Vadeli Yükümlülükler	37	44	63	64	51	38	33	32
Net İşletme Sermayesi	(12)	(18)	(22)	(12)	(2)	8	14	17
NİS / Gaz Satışları	-%6.2	-%7.1	-%7.2	-%1.6	-%0.3	%1.3	%2.2	%2.6
NİS Değişimi		(6)	(5)	10	10	10	6	4

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gazı yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 3** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **15** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmeyen ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödenen borçlar NİS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Yıllık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için **ticari borç gün sayısı 65, diğer tedarikçilere için uygulanan borç gün sayısı 27** olarak hesaplanmaktadır.

Diğer kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%1,3** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı	43	34	39	30
Stok Gün Sayısı	4	3	3	3
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı	35	33	30	15
Diğer Dönen Varlıklar Gaz Satışlarına Oranı %	%0.6	-%0.4	%0.3	%0.0
D. Gaz Borç Gün Sayısı	77	66	76	65
Diğer Tedarikçiler Borç Gün Sayısı	32	23	186	27
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %	%18.8	%15.7	%11.9	1.0%

İndirgenmiş Nakit Akımları ERZİNCAN

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan ERZİNCAN'ın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **302 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

m TL	MY19	MY20	MY21	9A22	MY22	MY23	MY24	MY25	MY26 //	MY36
Gelirler	107	128	164	223	364	348	318	324	348	1,117
Satılan Doğal Gaz Maliyeti	(76)	(91)	(115)	(131)	(276)	(220)	(161)	(138)	(134)	(331)
Brüt Kar	31	37	49	91	89	127	157	186	214	786
Brüt Kar Marjı (%)	%29	%29	%30	%41	%24	%37	%49	%57	%61	%70
Genel Yönetim Giderleri	(7)	(9)	(18)		(9)	(12)	(15)	(17)	(19)	(70)
Faaliyet Giderleri	(7)	(9)	(11)	(14)	(15)	(22)	(28)	(33)	(38)	(161)
FAVÖK	17	19	20	64	65	93	114	136	157	555
FAVÖK Marjı (%)	%16	%15	%12	%29	%18	%27	%36	%42	%45	%50
Amortisman	(5)	(7)	(15)	(12)	(15)	(16)	(16)	(17)	(18)	(83)
FVÖK	12	13	5	53	49	77	97	118	139	471
FVÖK Marjı				%24	%13	%22	%31	%36	%40	%42
Kurumlar Vergisi				(7)		(11)	(16)	(20)	(25)	(79)
Amortisman (-)				12		16	16	17	18	83
Operasyonel Nakit Akımları				57		81	98	115	132	475
NİS Değişimi				(24)		(10)	(10)	(6)	(4)	(9)
Güvence Bedeli Değişimi				2		3	3	4	4	22
Yatırım Harcamaları				(22)		(26)	(18)	(30)	(29)	(142)
Serbest Nakit Akımları				13		48	73	83	104	347
AOSM				%71.7		%36.4	%26.8	%22.0	%18.7	%18.7
Kısmi Dönem Etkisi				1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Ortalama Dönem Etkisi				0.38		1.25	2.25	3.25	4.25	14.25
İndirgeme Oranı				0.82		0.57	0.43	0.35	0.29	0.05
İndirgenmiş Nakit Akımı				11		27	32	29	30	18

m TL

İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2036)	224
Nihai DVT - Güvence B.	56
Net İşletme Sermayesi (2021)	(22)
İmtiyaz Sözleşmesi Değeri	302

m TL

Nihai DVT	1,869
Güvence Bd.	703
Nihai DVT - Güvence B.	1,166
İskonto Faktörü	0.05
Değer	56

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

17 Ağustos 2022

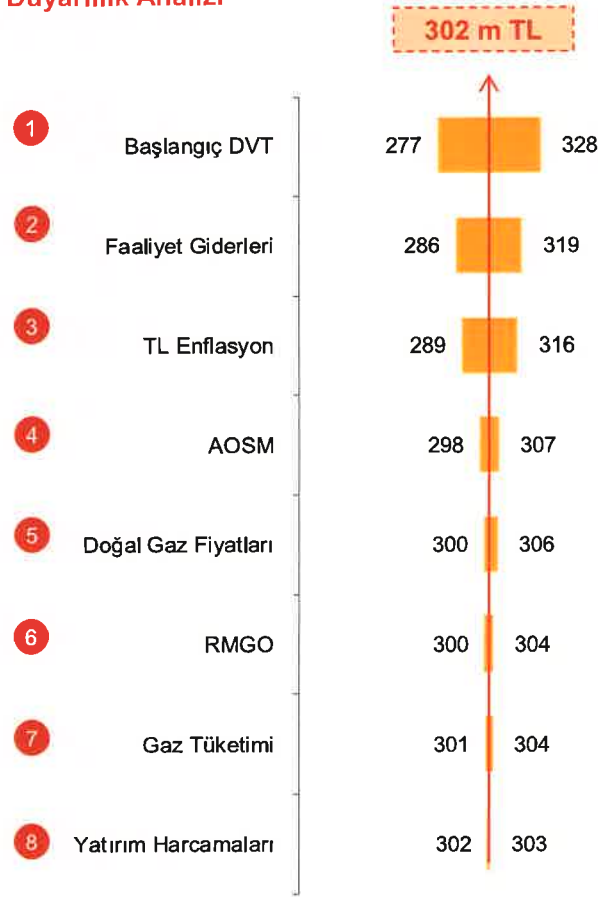
94

Gelir Yaklaşımı

Duyarlılık Analizi - Erzincan

ERZİNCAN'ın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı, AOSM, RMGO, faaliyet giderleri, gaz tüketimi, doğal gaz fiyatları RMGO, faaliyet giderleri ve yatırım harcamaları** parametreleri kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamda 31 Mart 2022 itibariyle şirket değeri **277 milyon TL** ile **328 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

Duyarlılık Analizi



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması
- Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması,
- RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması
- Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

95

7 KAPADOKYA

KAPADOKYA

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

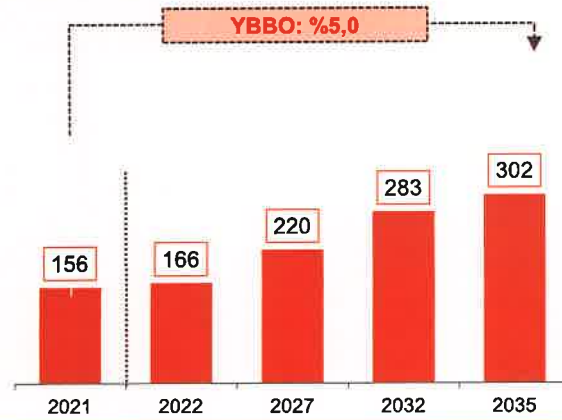
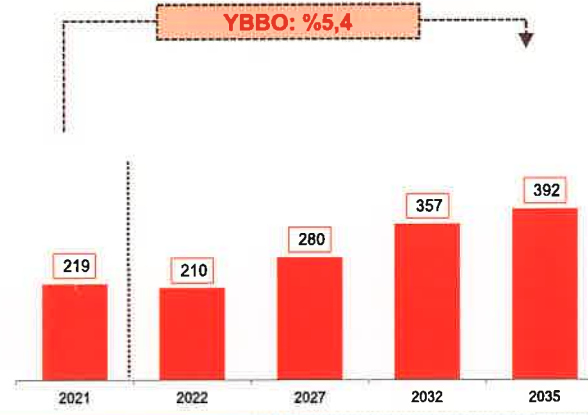
17 Ağustos 2022
96



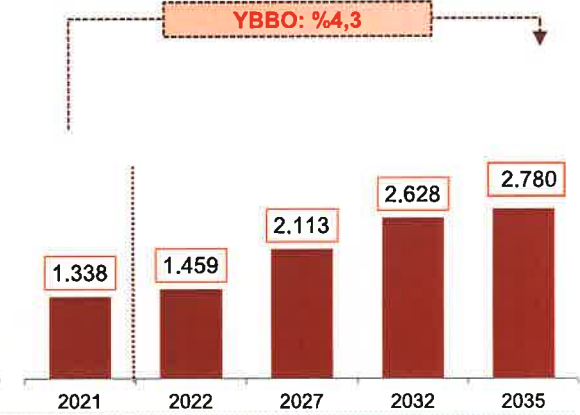
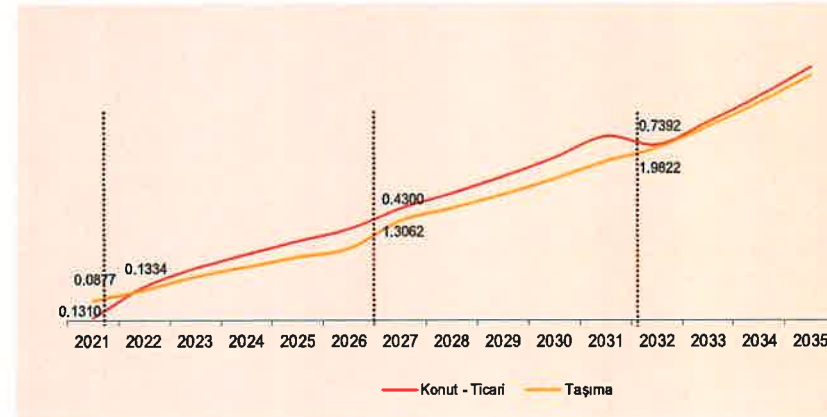
Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi

Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

Abone Sayıları ('000 BBS)

Gaz Tüketim (m³)

Hat Uzunluğu (km)

Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m³)

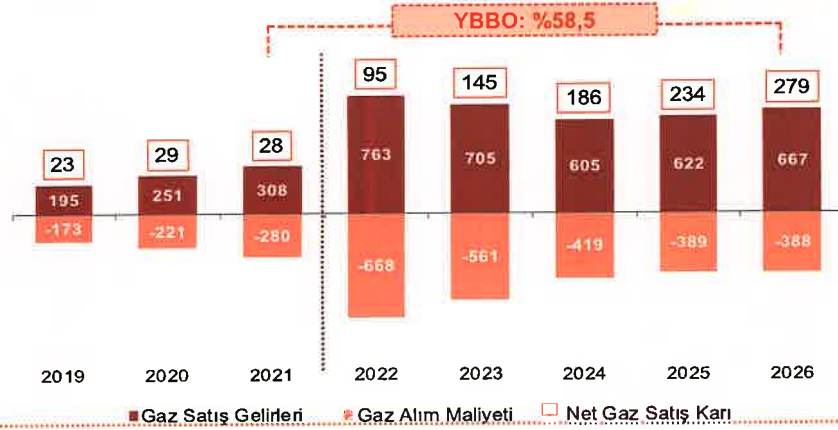
2022 yılından itibaren Kapadokya için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

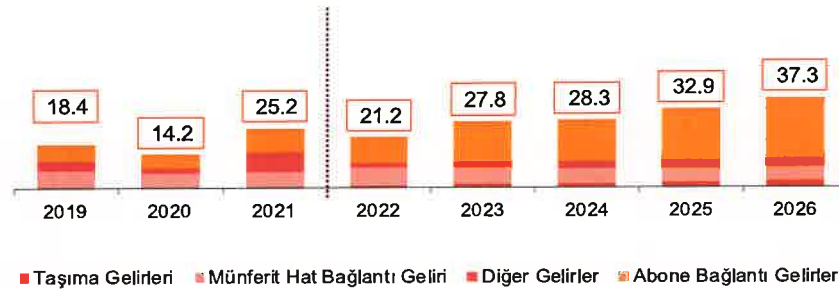
Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



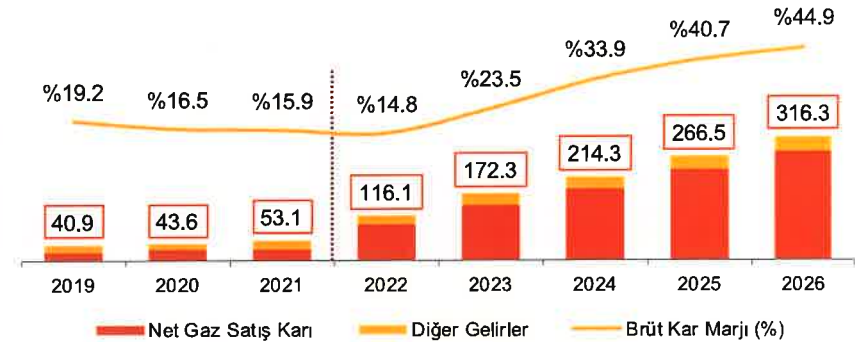
2022 yılında tüketim hacminin 201 m³ seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %154 büyüyeceği öngörüsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **116 milyon TL** seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Brüt kar marjının 2023 yılı itibariyle artışa geçeceği ve 2022- 2035 arası projeksiyon döneminde ortalama **%44,9** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir.

Diğer Gelirler (m TL)



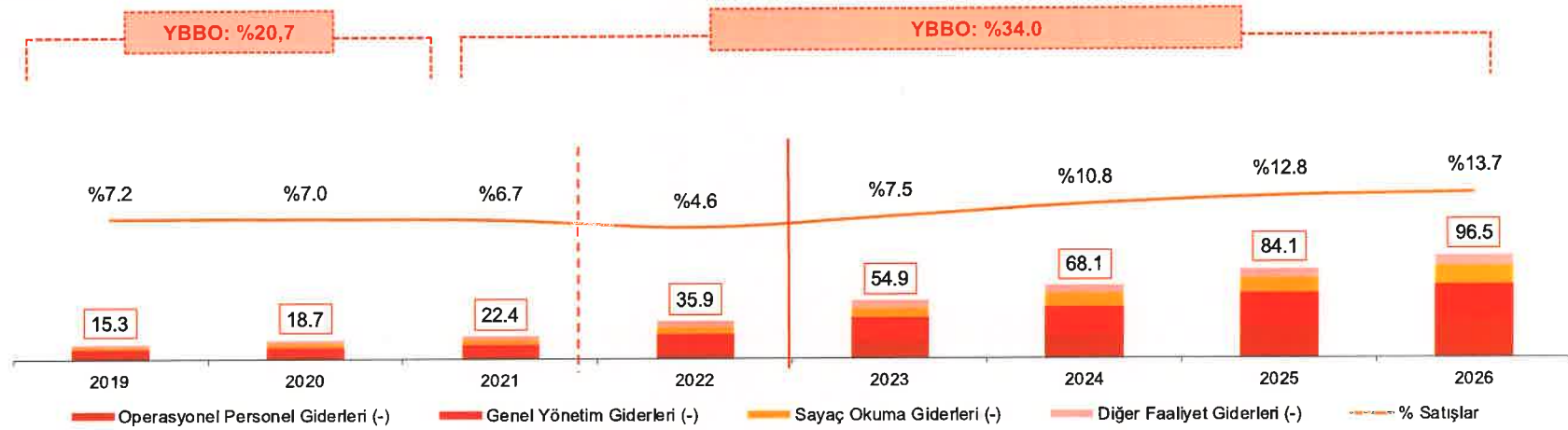
Brüt Kar (m TL)



Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların %6-7 aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama %8,1 seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

Faaliyet Giderleri (m TL)



2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık %24'ü operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibariyle ortalama 61 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde 116'ya çıkacağı beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama %31'ini oluşturacağı öngörülmektedir.

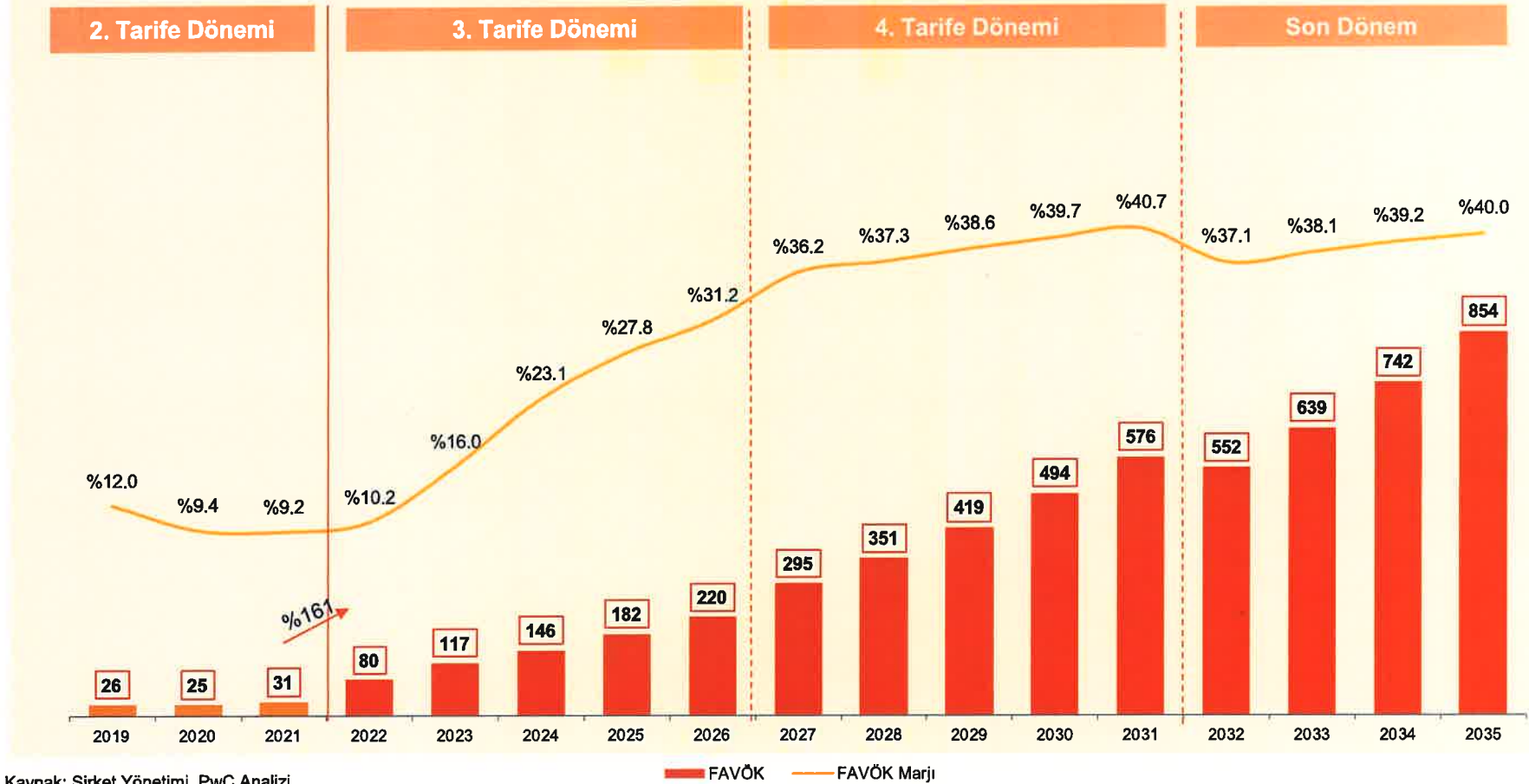
Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin %38'ini oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 11 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir.

2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama %20'sini oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık %22 oranında artacağı öngörülmektedir.

FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%161** artış göstererek yaklaşık **80 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. FAVÖK marjının üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%33** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

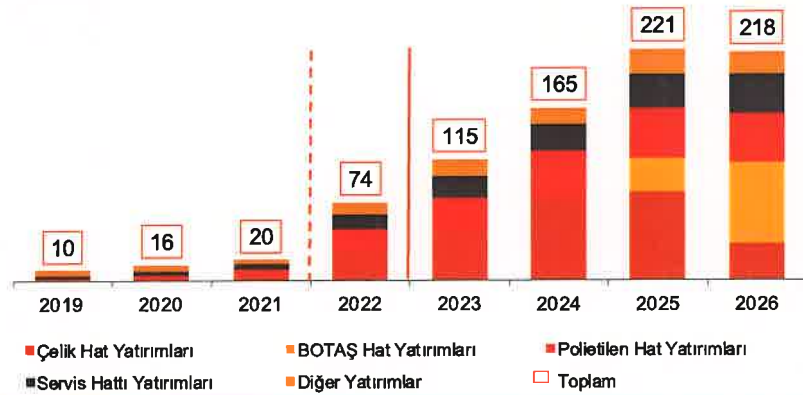
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
100

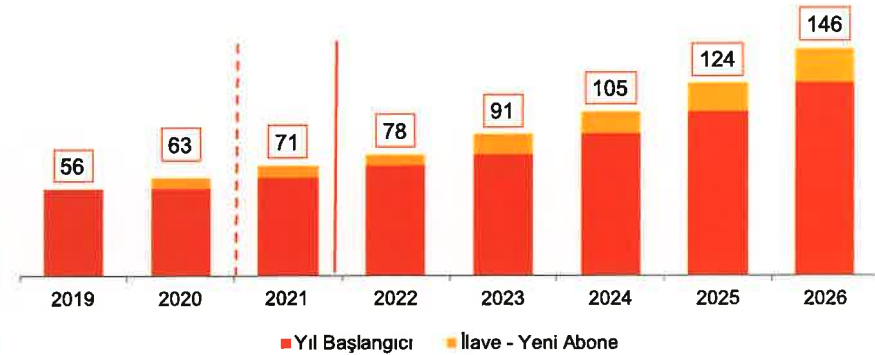
Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2035 yılları arasında **1.274 km** polietilen ve **186,3 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **607,8 km**'lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2035 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **88 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **2.887 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

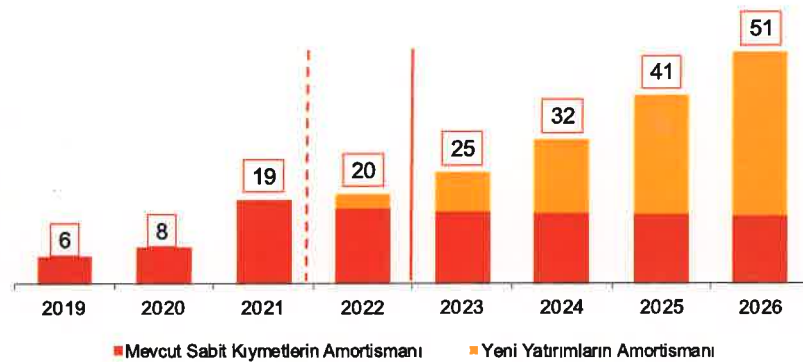
Yatırım Harcamaları (m TL)



Güvence Bedelleri (m TL)



Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi 733 TL, merkezi sistem 650 TL, ocak/şofben için ise 125 TL olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörülmektedir. Birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

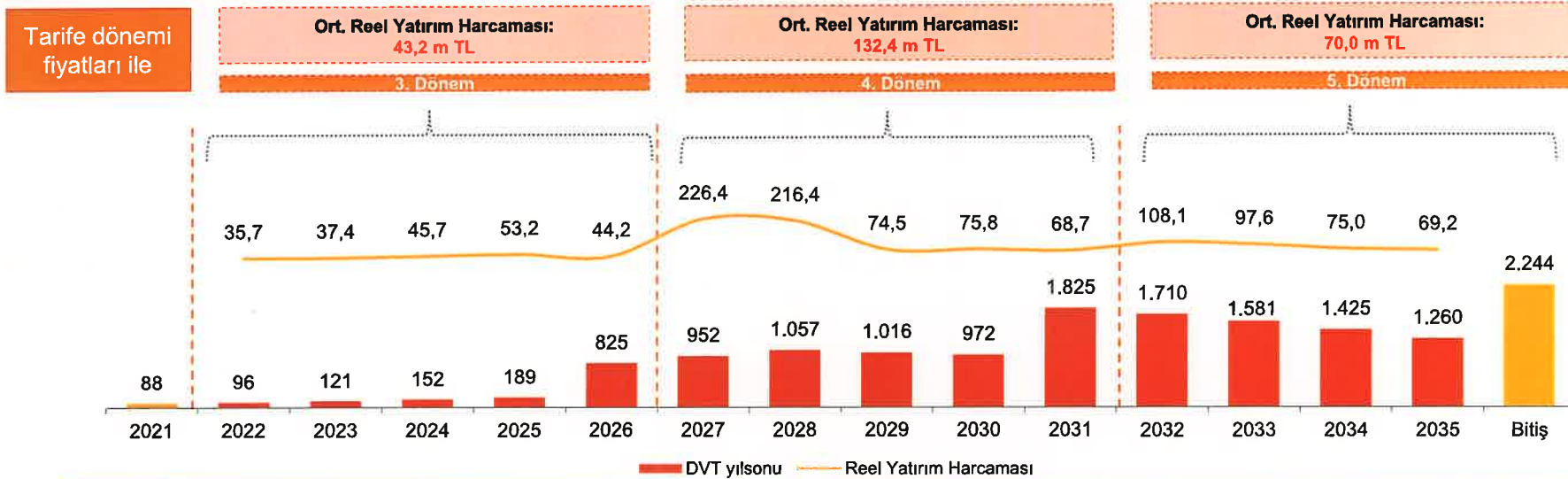
Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
101

Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Kapadokya'nın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaşılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşülerek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.

Lisans süresinin 2035 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımı yapılmamıştır.

DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[BVT - \left(\frac{BVT \times (n-r+1)}{IS} \right) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left[\frac{Y_i - Y_i \times (n-i+1)}{IS} \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i}$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,
- r : BVT belirlenen yılı,
- n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,
- DVT_0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,
- BVT : BVT değerini,
- Y_i : i yılı net yatırım değerini,
- IS : İtfa süresini,
- $TÜFE_b$: (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarlara baz olan $TÜFE$ 'yi,
- $TÜFE_{BVT}$: BVT hesaplamalarında esas alınan $TÜFE$ 'yi,
- $TÜFE_i$: i yılının haziran ayı için açıklanan $TÜFE$ 'yi gösterir

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
102

Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleşen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NİS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

Net İşletme Sermayesi (NİS)

m TL	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	24	22	44	75	69	60	61	66
Diğer Ticari Alacaklar	0	4	0	0	0	0	0	0
Stoklar	1	2	3	3	4	6	8	10
Gelir Tahakkukları	23	25	28	51	47	40	42	45
Diğer Dönen Varlıklar	0	0	(0)	-	-	-	-	-
Dönen Varlıklar	49	52	74	129	121	106	111	120
Ticari Borçlar	46	44	80	143	121	91	85	85
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	1	1	3	14	12	9	9	9
Kısa Vadeli Yükümlülükler	46	45	83	157	133	100	93	94
Net İşletme Sermayesi	3	8	(9)	(28)	(12)	6	18	26
NİS / Gaz Satışları	%1.5	%3.1	-%2.9	-%3.6	-%1.6	%1.0	%2.8	%4.0
NİS Değişimi		5	(17)	(19)	16	18	11	9

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gazı yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 4** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **24** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmeyen ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödenen borçlar NİS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Yıllık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için **ticari borç gün sayısı 65, diğer tedarikçilere için uygulanan borç gün sayısı 18** olarak hesaplanmaktadır.

Diğer kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%2,0** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı	38	28	32	30
Stok Gün Sayısı	4	5	4	4
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı	42	34	31	24
Diğer Dönen Varlıklar Gaz Satışlarına Oranı %	%0,1	%0,1	-%0,1	%0,0
D. Gaz Borç Gün Sayısı	80	60	62	65
Diğer Tedarikçiler Borç Gün Sayısı	11	21	119	18
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %	%0,4	%0,5	%1,0	2,9%

İndirgenmiş Nakit Akımları

KAPADOKYA

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan KAPADOKYA'nın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **254 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

m TL	MY19	MY20	MY21	9A22	MY22	MY23	MY24	MY25	MY26	MY35
Gelirler	213	265	333	499	784	733	633	655	704	2,133
Satılan Doğal Gaz Maliyeti	(173)	(221)	(280)	(403)	(668)	(561)	(419)	(389)	(388)	(972)
Brüt Kar	41	44	53	96	116	172	214	266	316	1,162
Brüt Kar Marjı (%)	%19	%16	%16	%19	%15	%24	%34	%41	%45	%54
Genel Yönetim Giderleri	(6)	(7)	(9)		(17)	(22)	(26)	(29)	(33)	(98)
Faaliyet Giderleri	(10)	(12)	(14)	(18)	(19)	(33)	(42)	(55)	(64)	(210)
FAVÖK	26	25	31	57	80	117	146	182	220	854
FAVÖK Marjı (%)	%12	%9	%9	%11	%10	%16	%23	%28	%31	%40
Amortisman	(6)	(8)	(19)	(16)	(20)	(25)	(32)	(41)	(51)	(144)
FVÖK	19	17	12	41	60	93	115	141	169	710
FVÖK Marjı				%8	%8	%13	%18	%22	%24	%33
Kurumlar Vergisi				2		(11)	(16)	(21)	(27)	(107)
Amortisman (-)				16		25	32	41	51	144
Operasyonel Nakit Akımları				59		107	130	161	193	747
NİS Değişimi				19		(16)	(18)	(11)	(9)	(16)
Güvence Bedeli Değişimi				5		14	16	20	25	61
Yatırım Harcamaları				(74)		(115)	(165)	(221)	(218)	(219)
Serbest Nakit Akımları				9		(11)	(36)	(51)	(9)	573
AOSM				%71.7		%36.4	%26.8	%22.0	%18.7	%18.7
Kısmi Dönem Etkisi				1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Ortalama Dönem Etkisi				0.38		1.25	2.25	3.25	4.25	13.25
İndirgeme Oranı				0.82		0.57	0.43	0.35	0.29	0.06
İndirgenmiş Nakit Akımı				7		(6)	(16)	(18)	(3)	36

m TL	
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2035)	213
Nihai DVT - Güvence B.	32
Net İşletme Sermayesi (2021)	(9)
İmtiyaz Sözleşmesi Değeri	254

m TL	
Nihai DVT	2,244
Güvence Bd.	1,680
Nihai DVT - Güvence B.	564
İskonto Faktörü	0.06
Değer	32

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

17 Ağustos 2022

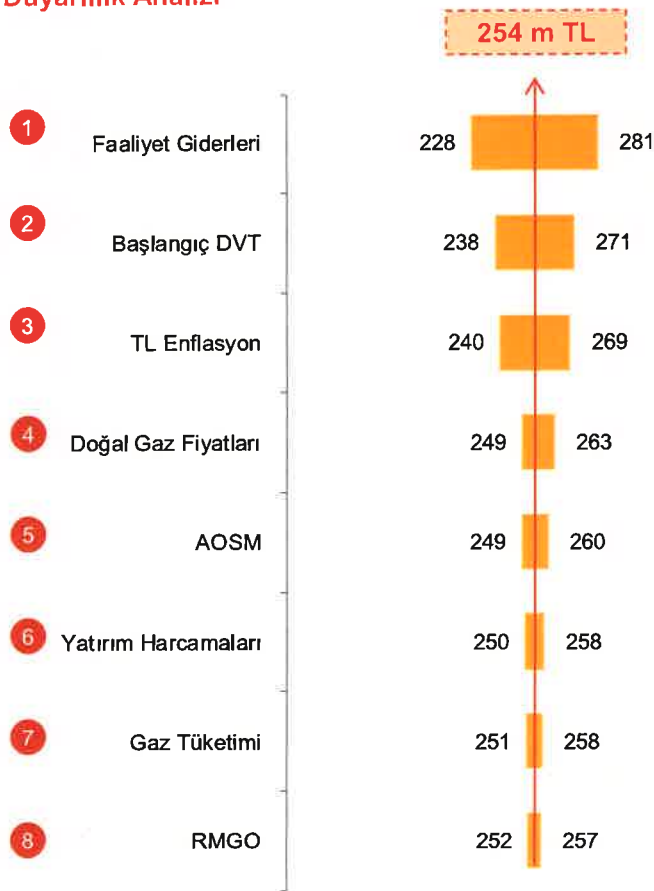
104

Gelir Yaklaşımı

Duyarlılık Analizi - Kapadokya

KAPADOKYA'nın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı, AOSM, RMGO, faaliyet giderleri, gaz tüketimi, doğal gaz fiyatları RMGO, faaliyet giderleri ve yatırım harcamaları** parametreleri kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamda 31 Mart 2022 itibarıyla şirket değeri **228 milyon TL** ile **281 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

Duyarlılık Analizi



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 1. Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması,
- 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması
TL Enflasyon: TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 4. Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması
- 5. AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 6. Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması.
- 7. Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- 8. RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması

17 Ağustos 2022

105

8 KARAMAN

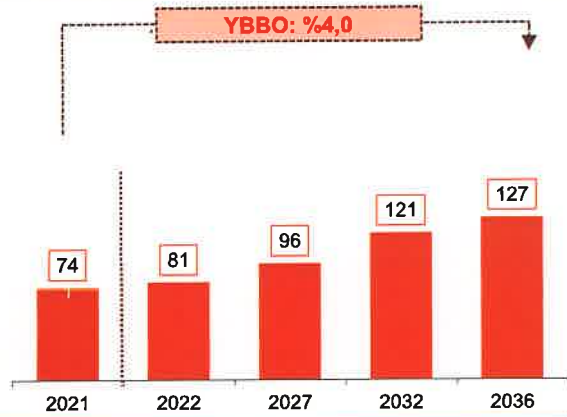
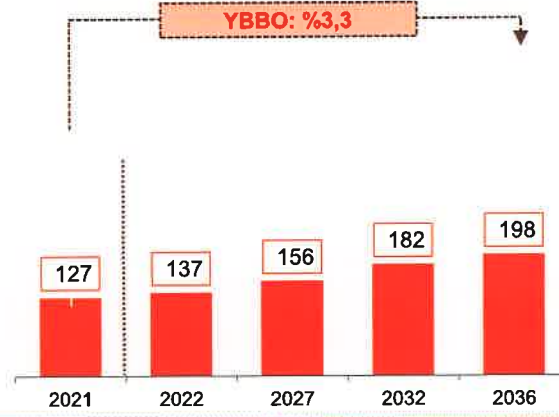


KARAMAN

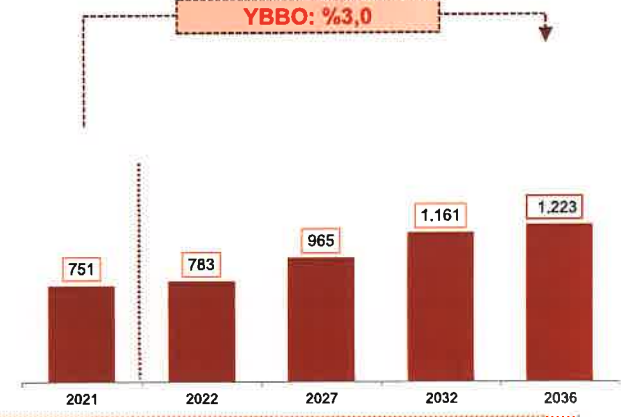
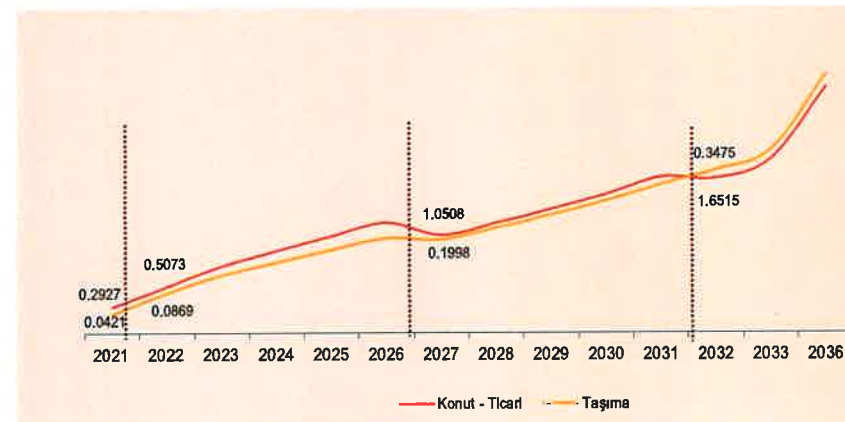
Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi

Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

Abone Sayıları ('000 BBS)

Gaz Tüketim (m³)

Hat Uzunluğu (km)

Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m³)

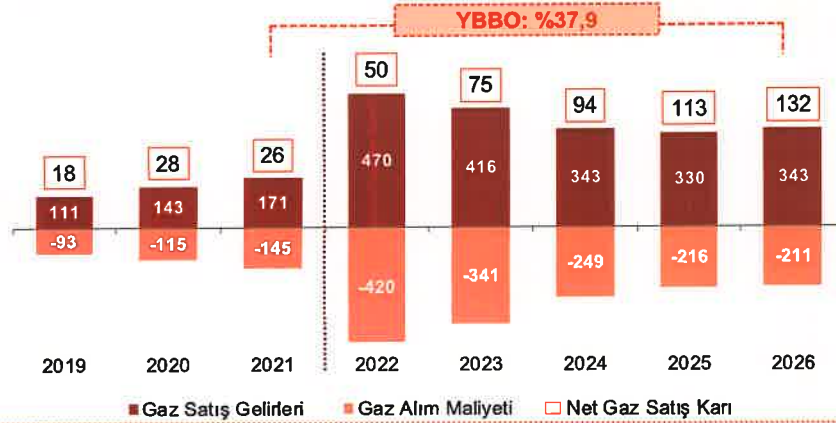
2022 yılından itibaren Karaman için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

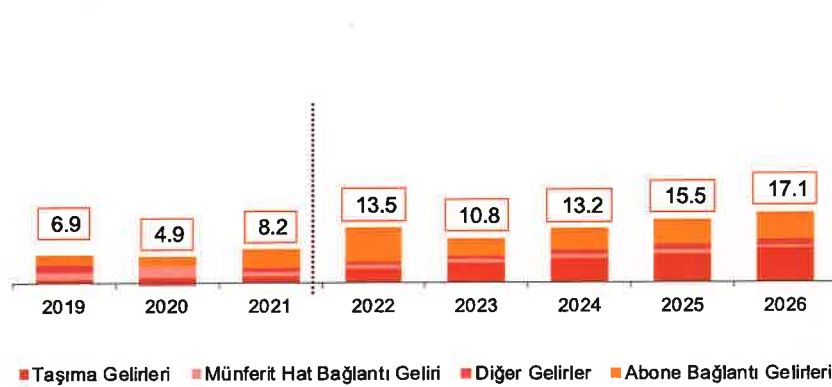
Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



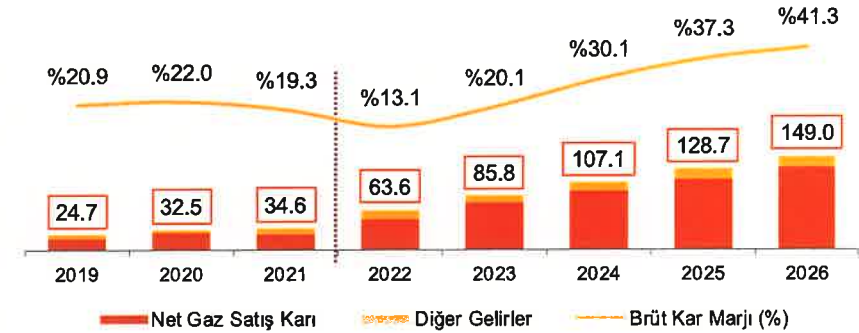
2022 yılında tüketim hacminin 137 m³ seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %90 büyüyeceği öngörüsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **64 milyon TL** seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Brüt kar marjının 2023 yılı itibariyle artışa geçeceği ve 2022- 2036 arası projeksiyon döneminde ortalama **%38,4** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir.

Diğer Gelirler (m TL)



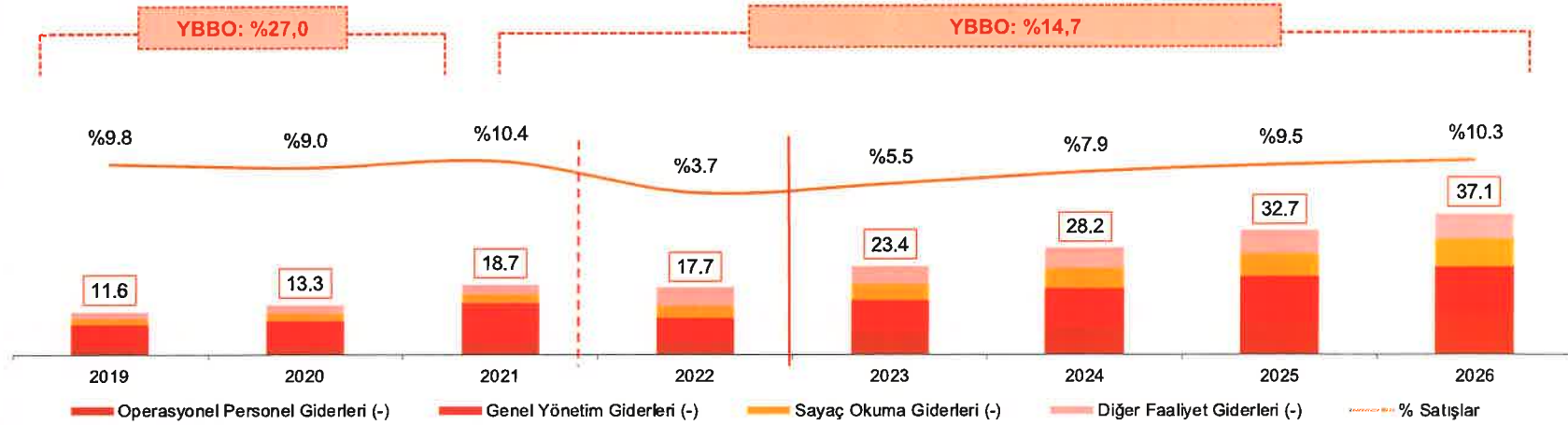
Brüt Kar (m TL)



Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların %9-10 aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama %7,4 seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve diğer giderlerden oluşturmaktadır.

Faaliyet Giderleri (m TL)



2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık %19'u operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibariyle ortalama 39 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde de sabit kalması beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama %24'ünü oluşturacağı öngörülmektedir.

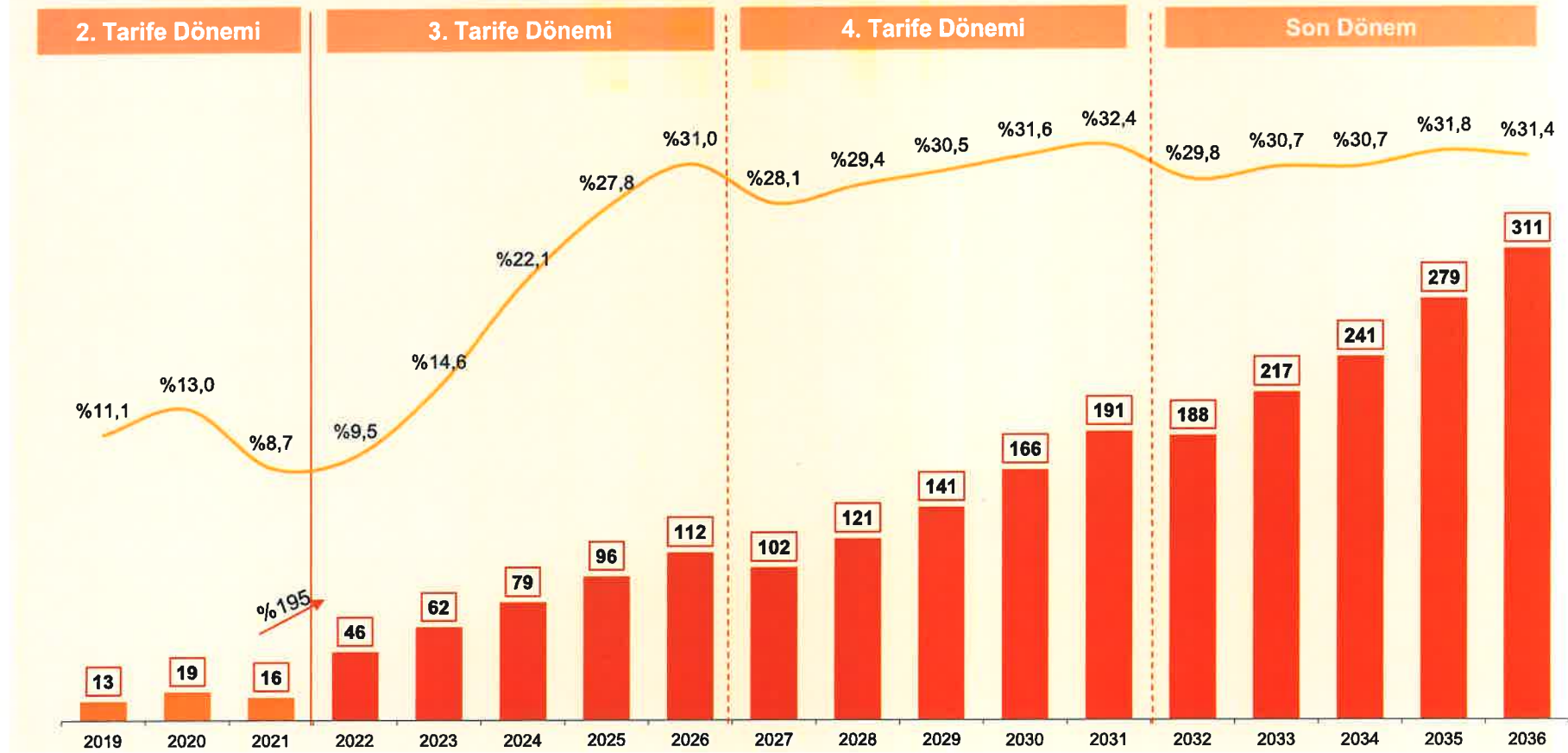
Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin %53'ünü oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 6 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir.

2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama %13'ünü oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık %21 oranında artacağı öngörülmektedir.

FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%195** artış göstererek yaklaşık **46 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. FAVÖK marjının üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%27** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

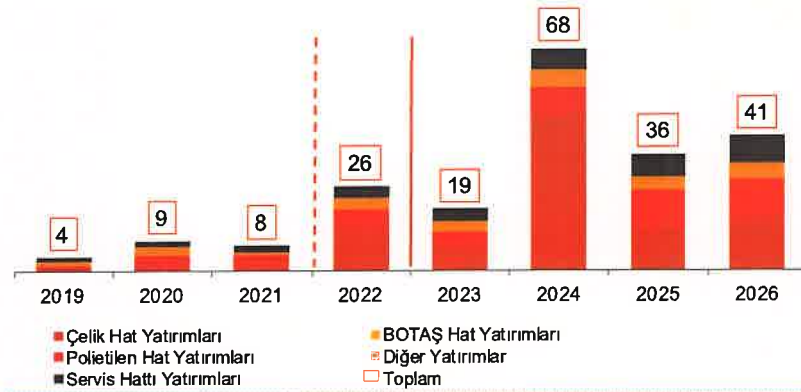
17 Ağustos 2022

110

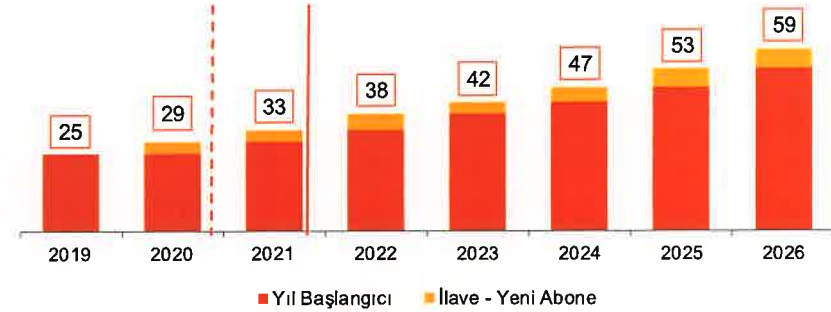
Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2036 yılları arasında **390,7 km** polietilen ve **81,1 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **166,5 km**'lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2036 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **22 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **1.057 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

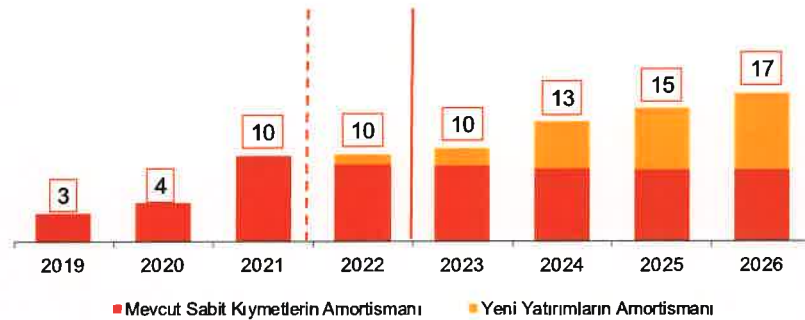
Yatırım Harcamaları (m TL)



Güvence Bedelleri (m TL)



Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörülmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

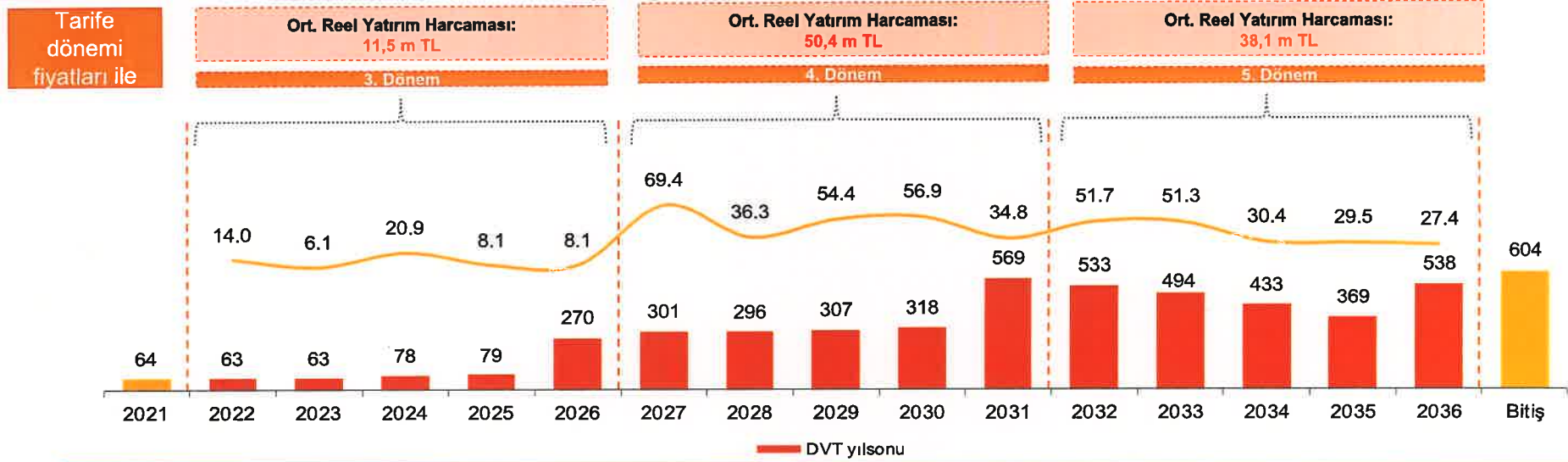
Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
111

Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Karaman'ın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaşılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşülerek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.

Lisans süresinin 2036 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımı yapılmamıştır.

DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[BVT - \left(\frac{BVT \times (n-r+1)}{IS} \right) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left[Y_i - Y_i \times \frac{(n-i+1)}{IS} \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i}$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,
- r : BVT belirlenen yılı,
- n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,
- DVT_0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,
- BVT : BVT değerini,
- Y_i : i yılı net yatırım değerini,
- IS : İtfa süresini,
- $TÜFE_b$: (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarlara baz olan TÜFE'yi,
- $TÜFE_{BVT}$: BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFE'yi,
- $TÜFE_i$: i yılının haziran ayı için açıklanan TÜFE'yi gösterir

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
112

Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleşen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NİS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

Net İşletme Sermayesi (NIS)

m TL	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	15	13	27	47	41	34	33	35
Diğer Ticari Alacaklar	5	9	-	0	0	0	0	0
Stoklar	1	1	1	1	1	2	2	2
Gelir Tahakkukları	9	7	6	33	29	24	23	24
Diğer Dönen Varlıklar	0	0	0	-	-	-	-	-
Dönen Varlıklar	29	30	33	81	72	60	58	61
Ticari Borçlar	22	20	40	90	73	53	46	45
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	1	1	2	8	7	5	4	4
Kısa Vadeli Yükümlülükler	23	21	42	98	80	58	51	50
Net İşletme Sermayesi	6	9	(9)	(17)	(8)	2	8	11
NİS / Gaz Satışları	%5.4	%6.0	-%5.3	-%3.7	-%1.8	%0.6	%2.3	%3.3
NİS Değişimi		3	(18)	(8)	10	10	6	4

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gazla yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 3** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **25** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmeyen ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödenen borçlar NİS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Yıllık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için **ticari borç gün sayısı 65, diğer tedarikçilere için uygulanan borç gün sayısı 7** olarak hesaplanmaktadır.

Diğer kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%1,9** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı	40	29	35	30
Stok Gün Sayısı	4	3	2	3
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı	27	19	13	25
Diğer Dönen Varlıklar/Gaz Satışlarına Oranı %	%0,1	%0,3	%0,1	%0,0
D. Gaz Borç Gün Sayısı	72	55	65	65
Diğer Tedarikçiler Borç Gün Sayısı	10	6	5	7
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %	%1,0	%1,0	%1,2	1,8%

İndirgenmiş Nakit Akımları

KARAMAN

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan KARAMAN'ın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **166 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

m TL	MY19	MY20	MY21	9A22	MY22	MY23	MY24	MY25	MY26	MY36
Gelirler	118	147	180	332	484	427	356	345	360	990
Satılan Doğal Gaz Maliyeti	(93)	(115)	(145)	(266)	(420)	(341)	(249)	(216)	(211)	(535)
Brüt Kar	25	33	34	66	64	86	107	129	149	455
Brüt Kar Marjı (%)	%21	%22	%19	%20	%13	%20	%30	%37	%41	%46
Genel Yönetim Giderleri	(6)	(7)	(11)		(6)	(8)	(10)	(11)	(13)	(49)
Faaliyet Giderleri	(6)	(7)	(8)	(11)	(11)	(15)	(18)	(21)	(25)	(95)
FAVÖK	13	19	16	47	46	62	79	96	112	311
FAVÖK Marjı (%)	%11	%13	%9	%14	%9	%15	%22	%28	%31	%31
Amortisman	(3)	(4)	(10)	(8)	(10)	(10)	(13)	(15)	(17)	(55)
FVÖK	10	15	6	39	36	52	66	81	95	257
FVÖK Marjı				%12	%7	%12	%18	%24	%26	%26
Kurumlar Vergisi				(3)		(7)	(10)	(13)	(16)	(34)
Amortisman (-)				8		10	13	15	17	55
Operasyonel Nakit Akımları				44		56	69	83	96	277
NİS Değişimi				4		(10)	(10)	(6)	(4)	(5)
Güvence Bedeli Değişimi				5		4	5	6	6	22
Yatırım Harcamaları				(24)		(19)	(68)	(36)	(41)	(81)
Serbest Nakit Akımları				28		31	(4)	48	58	213
AOSM				%71.7		%36.4	%26.8	%22.0	%18.7	%18.7
Kısmi Dönem Etkisi				1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Ortalama Dönem Etkisi				0.38		1.25	2.25	3.25	4.25	14.25
İndirgeme Oranı				0.82		0.57	0.43	0.35	0.29	0.05
İndirgenmiş Nakit Akımı				23		17	(2)	17	17	11

m TL	
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2036)	167
Nihai DVT - Güvence B.	(9)
Net İşletme Sermayesi (2021)	(9)
İmtiyaz Sözleşmesi Değeri	166

m TL	
Nihai DVT	604
Güvence Bd.	796
Nihai DVT - Güvence B.	(193)
İskonto Faktörü	0.05
Değer	(9)

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

17 Ağustos 2022

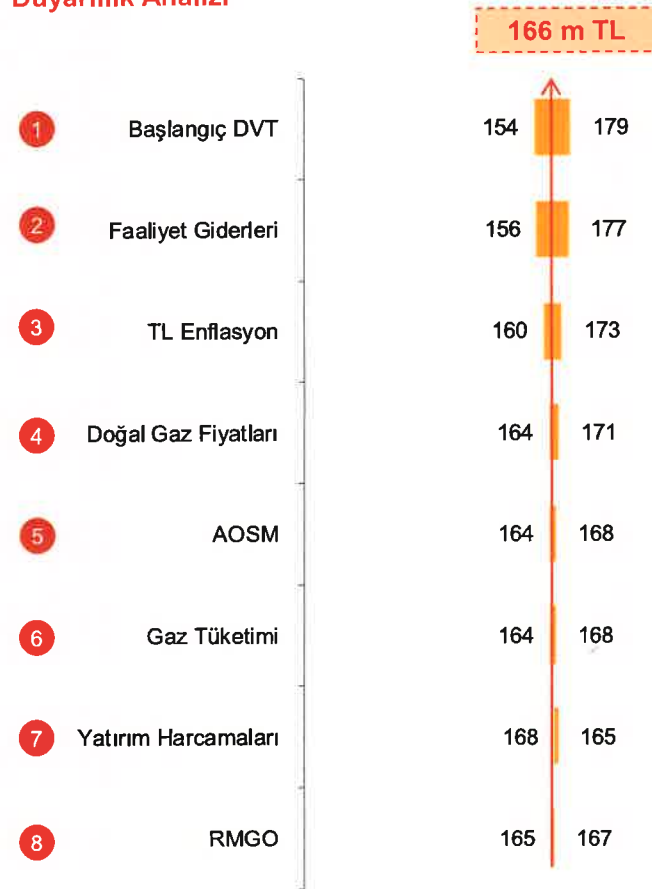
114

Gelir Yaklaşımı

Duyarlılık Analizi - Karaman

KARAMAN'ın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı, AOSM, RMGO, faaliyet giderleri, gaz tüketimi, doğal gaz fiyatları RMGO, faaliyet giderleri ve yatırım harcamaları** parametreleri kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamda 31 Mart 2022 itibarıyla şirket değeri **154 milyon TL** ile **179 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

Duyarlılık Analizi



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması
- Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması
- TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması
- AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması
- RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022

115

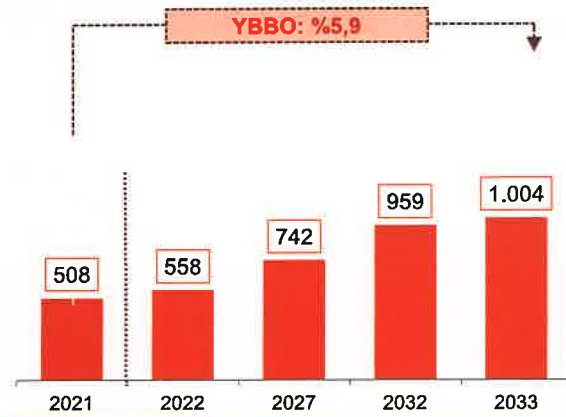
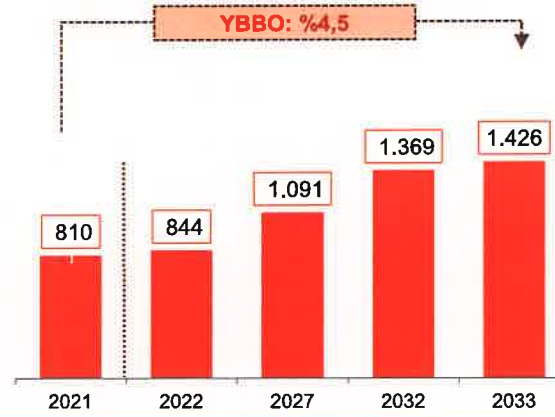


KONYA

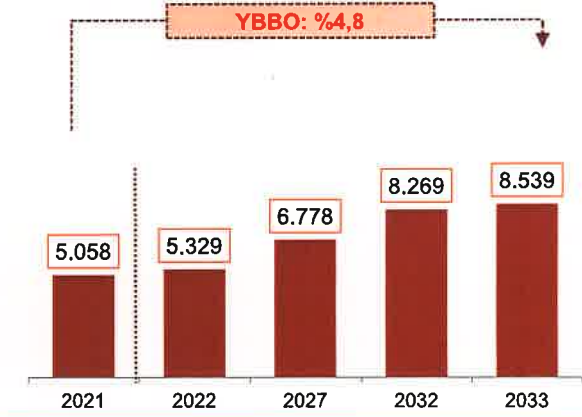
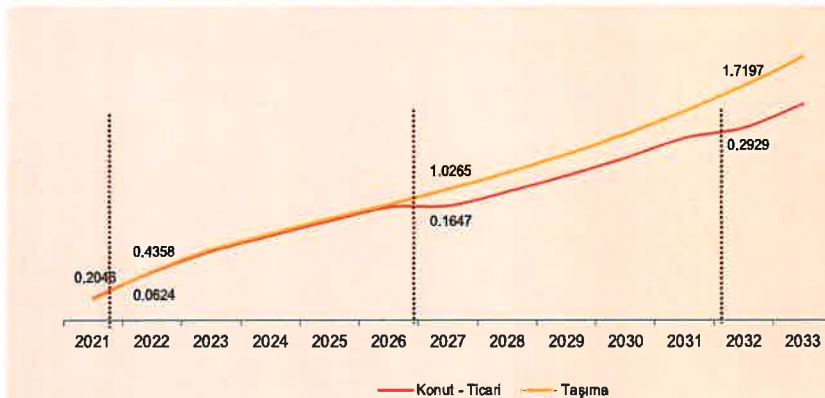
Abone Sayıları ve Gaz Tüketimi

Sistem Kullanım Bedelleri (SKB)

Abone Sayıları ('000 BBS)

Gaz Tüketim (m³)

Hat Uzunluğu (km)

Sistem Kullanım Bedelleri - Nominal (TL/m³)

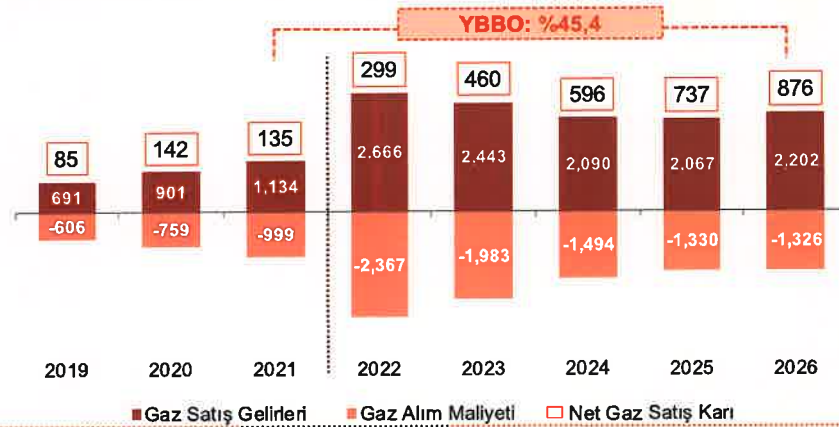
2022 yılından itibaren Konya için her beş yıllık dönemin başında, gelir gereksinimi göz önüne alınarak tarife hesaplanmaktadır. Her tarife dönemi başında (2022, 2027 ve 2032'de) hesaplanan SKB ilgili tarife döneminin sonuna kadar her yıl enflasyona tabi tutulmaktadır. Çalışmamız kapsamında SKB hesaplanırken Şirket Yönetimi tarafından sağlanan gelir gereksinimi ve tüketim tahminleri dikkate alınmıştır.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Gelirler & Brüt Kar

2022 yılında 2021 yılına göre doğal gaz maliyetlerinin yüksek seviyede artmasından kaynaklı olarak satış gelirleri ve maliyetlerin de önemli miktarda artacağı tahmin edilmektedir. Karlılık seviyesinde projeksiyon dönemi boyunca beklenen artışın, düşmesi beklenen gaz maliyetleri ve artan SKB tarafından destekleneceği beklenmektedir.

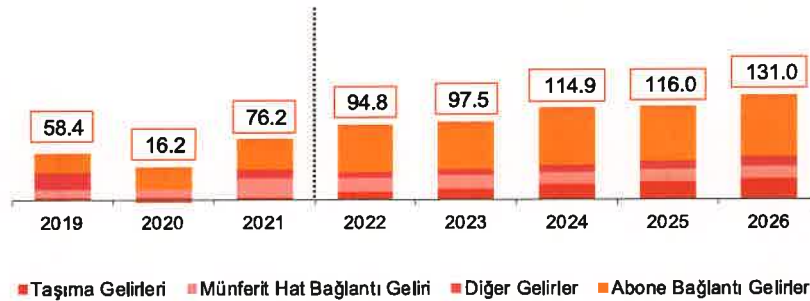
Gaz Satış Gelirleri ve Net Satış Karı (m TL)



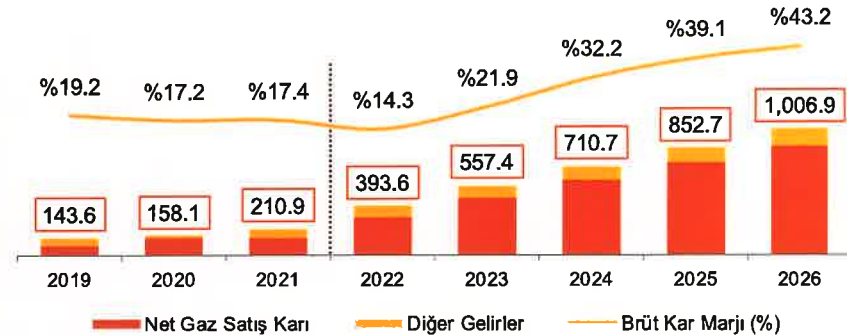
2022 yılında tüketim hacminin 844 m³ seviyesine ulaşması beklenmektedir. Sistem kullanım bedellerinin 2022 yılında yaklaşık %119 büyüyeceği öngörüsü, net gaz satış karının büyük oranda artmasında önemli etkiye sahiptir.

Yeni tarife dönemine geçilmesinin ardından 2022 yılında brüt kar seviyesinin **394 milyon TL** seviyesinde olacağı tahmin edilmektedir. Brüt kar marjının 2023 yılı itibariyle artışa geçeceği ve 2022- 2033 arası projeksiyon döneminde ortalama **%40,2** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir.

Diğer Gelirler (m TL)



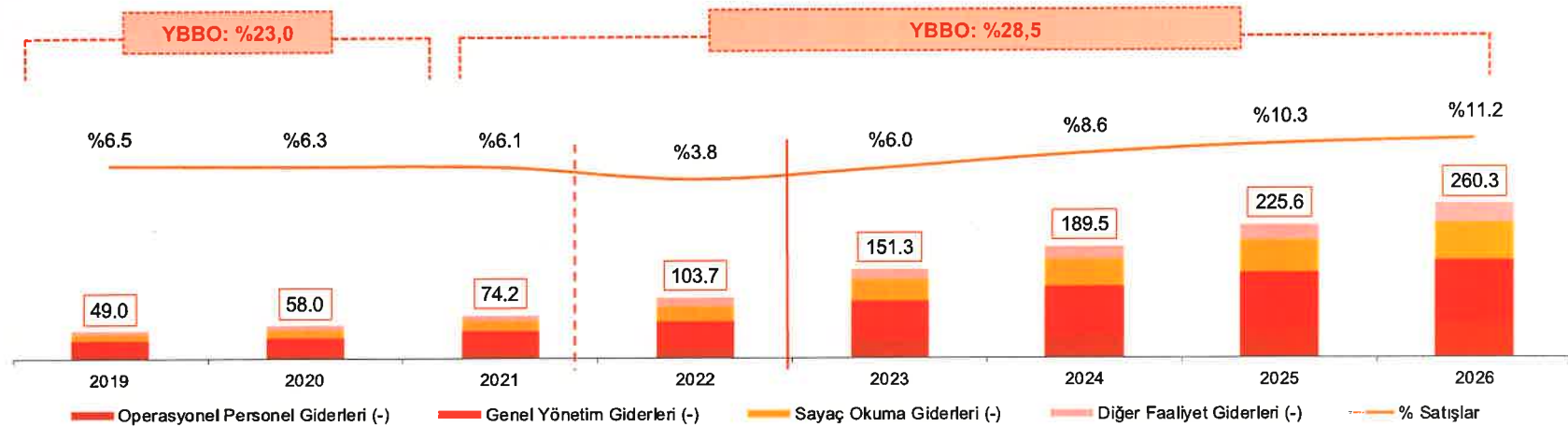
Brüt Kar (m TL)



Faaliyet Giderleri

2019-2021 yılları arasında satışların %6-7 aralığında gerçekleşen faaliyet giderlerinin projeksiyon döneminde de ortalama %6,4 seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. Faaliyet giderleri içerisindeki en büyük payı operasyonel personel giderleri, sayaç okuma giderleri ve genel yönetim personel giderler oluşturmaktadır.

Faaliyet Giderleri (m TL)



2021 yılında Şirket'in faaliyet giderlerinin yaklaşık %21'i operasyonel personel giderlerinden oluşmaktadır. 2022 yılı itibariyle ortalama 163 olarak gerçekleşeceği öngörülen operasyonel personel sayısının projeksiyon döneminde de sabit kalması beklenmektedir. Birim personel maliyetlerinin ise projeksiyon dönemi boyunca her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir. Operasyonel personel giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca toplam faaliyet giderlerinin ortalama %21'ini oluşturacağı öngörülmektedir.

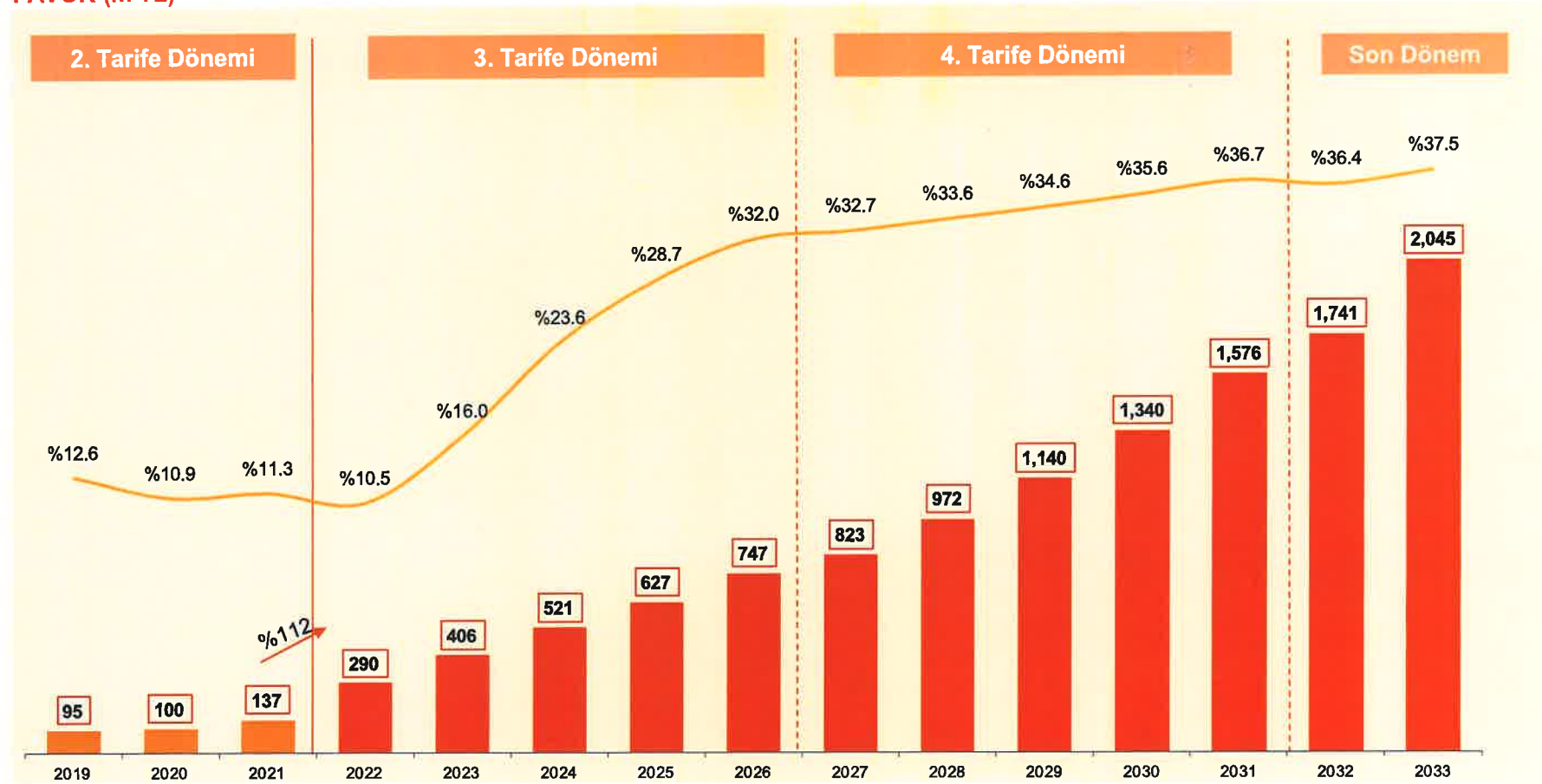
Genel yönetim giderleri 2021 yılında toplam faaliyet giderlerinin %44'ünü oluşturmaktadır. Projeksiyon dönemi boyunca genel yönetim personel sayısının 35 olarak sabit kalacağı ve maaşların her yıl önceki yılın yılsonu enflasyon oranı kadar artacağı öngörülmektedir.

2019-2021 arasında toplam faaliyet giderlerinin ortalama %23'ünü oluşturan sayaç okuma giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca, enflasyon oranı ve sayaç sayısındaki artış ile ortalama yıllık %24 oranında artacağı öngörülmektedir.

FAVÖK

FAVÖK tutarının EPDK tarife değişikliği ile birlikte 2022 yılında **%112** artış göstererek yaklaşık **290 milyon TL** seviyesinde gerçekleşeceği öngörülmektedir. FAVÖK marjının üçüncü tarife döneminde artışa geçerek projeksiyon dönemi boyunca ortalama **%30** seviyelerinde gerçekleşmesi beklenmektedir.

FAVÖK (m TL)



Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

FAVÖK FAVÖK Marjı

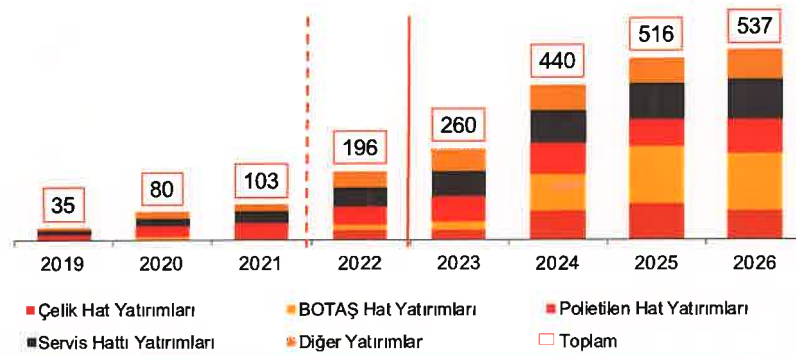
Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
120

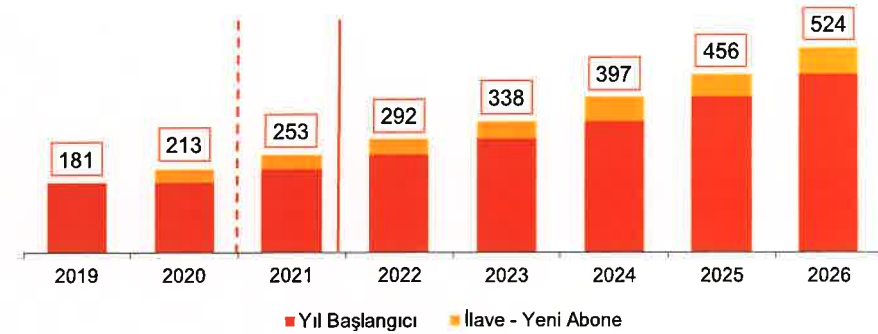
Yatırım Harcaması ve Amortisman

2022-2033 yılları arasında **3.354 km** polietilen ve **126,4 km** çelik hat yatırımı planlanmaktadır. Her yıl yapılması beklenen alt yapı yatırımlarının yanı sıra projeksiyon dönemi boyunca toplamda **2.132 km**'lik servis hattı yatırımları yapılması planlanmaktadır. 2022-2033 yılları arasında tarife başı fiyatlarıyla reel yıllık ortalama **250 milyon TL** yatırım harcaması ile yaklaşık **7.287 milyon TL** yatırım yapılması hedeflenmektedir.

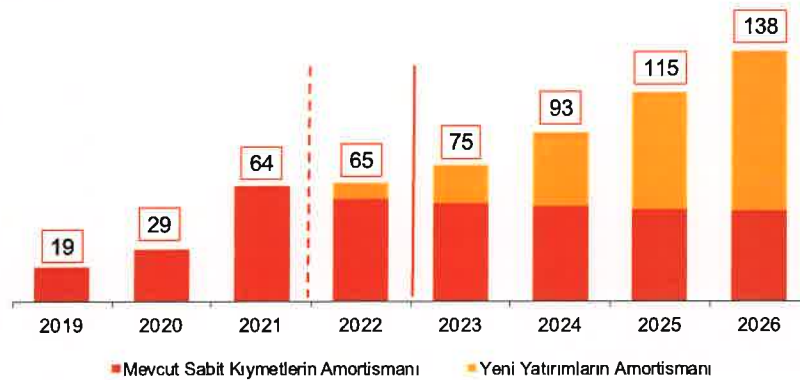
Yatırım Harcamaları (m TL)



Güvence Bedelleri (m TL)



Amortisman Giderleri (m TL)



Güvence bedelleri şebekeye bağlanan her yeni abone için temin edilmekte ve yalnızca şebekeyi terk etmeleri halinde abonelere iade edilmektedir.

EPDK tarafından 2022 yılı abone başına güvence bedeli ısınma için kombi **733 TL**, merkezi sistem **650 TL**, ocak/şofben için ise **125 TL** olarak belirlenmiştir. Projeksiyon döneminde, ısınma güvence bedelinin yeni abonelerin %100'ünden, ocak/şofben güvence bedelinin %30'undan toplanacağı öngörülmekle birlikte abone başına güvence bedellerinin projeksiyon dönemi boyunca reel anlamda sabit kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

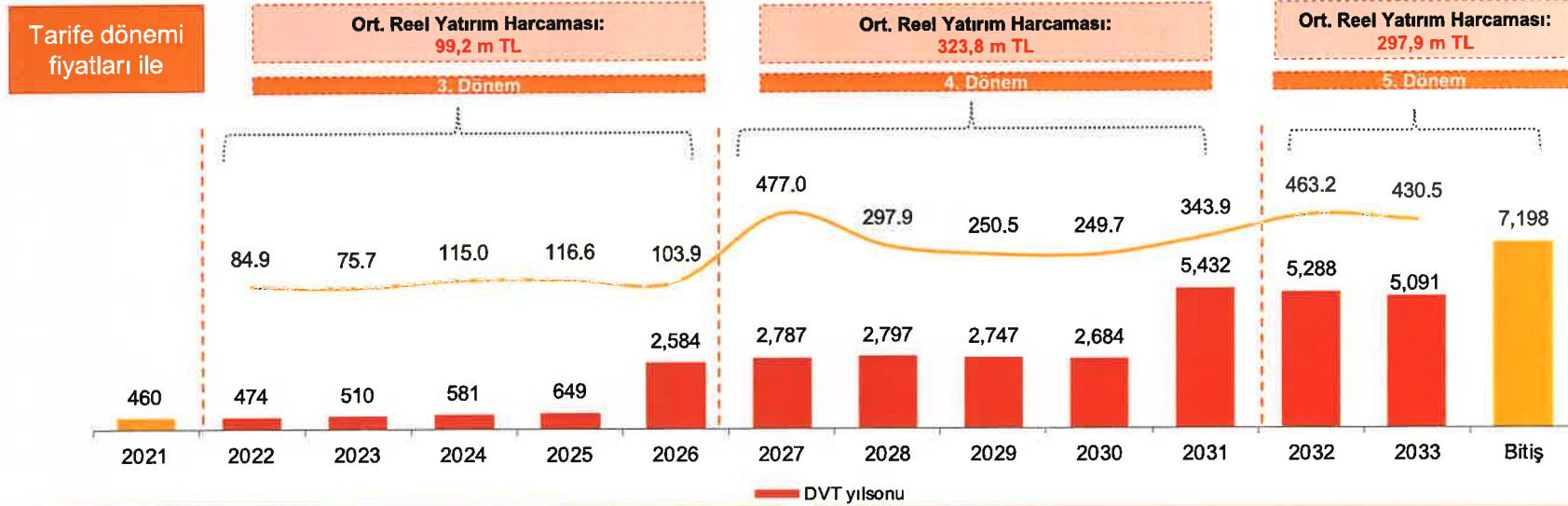
Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
121

Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT)

DVT değeri her tarife dönemi başında dağıtım şirketleri ve EPDK tarafından yapılan hesaplama ve analizler doğrultusunda belirlenmektedir. Halihazırda Konya'nın 2021 kapanış DVT tutarı Şirket yönetim tarafından paylaşılmıştır. Lisans süreci boyunca planlanan reel yatırımlar eklenerek, amortisman tutarları düşülerek ve tarife dönemlerinin sonunda gerekli düzeltmeler yapılarak lisans sonu DVT tutarı elde edilmiştir.



Tarife dönemi başındaki Düzenlenmiş Varlık Tabanı (DVT), EPDK düzenlemelerine göre sağdaki formül kullanılarak hesaplanmaktadır.

Lisans süresinin 2033 yılında bitmesi sebebiyle sonraki yıllar için yeni bir tarife dönemi varsayımı yapılmamıştır.

DVT Hesaplaması

$$DVT_0 = \left[BVT - \left(\frac{BVT \times (n-r+1)}{IS} \right) \right] \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_{BVT}} + \sum_{i=1}^n \left[\left(Y_i - \frac{Y_i \times (n-i+1)}{IS} \right) \times \frac{TÜFE_b}{TÜFE_i} \right]$$

- i : BVT belirlenen yıldan itibaren yılları,
- r : BVT belirlenen yılı,
- n : (ud-1) tarife uygulama döneminin son yılını,
- DVT_0 : Tarife uygulama dönemi başı DVT değerini,
- BVT : BVT değerini,
- Y_i : i yılı net yatırım değerini,
- IS : İtfa süresini,
- $TÜFE_b$: (ud) tarife uygulama dönemine ait gelir gereksinimi hesaplamalarında yer alan tutarlara baz olan TÜFE'yi,
- $TÜFE_{BVT}$: BVT hesaplamalarında esas alınan TÜFE'yi,
- $TÜFE_i$: i yılının haziran ayı için açıklanan TÜFE'yi gösterir

Net İşletme Sermayesi

Değerleme çalışması kapsamında, 2019-2021 yılları için gerçekleşen yıllık bakiyeler incelenerek projeksiyon dönemi için net işletme sermayesi dikkate alınmıştır. NİS tahmin edilirken gider tahakkukları veya dönem karı vergi yükümlülükleri gibi kalemler dikkate alınmamıştır.

Net İşletme Sermayesi (NİS)

m TL	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Ticari Alacaklar	86	84	156	263	242	207	205	219
Diğer Ticari Alacaklar	88	70	1	0	0	0	0	0
Stoklar	2	5	10	8	9	11	14	16
Gelir Tahakkukları	85	54	47	201	184	158	157	167
Diğer Dönen Varlıklar	0	-	(0)	-	-	-	-	-
Dönen Varlıklar	262	212	215	472	435	377	376	403
Ticari Borçlar	195	211	278	507	425	322	288	288
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	4	3	8	49	39	27	24	24
Kısa Vadeli Yükümlülükler	199	214	286	555	465	349	311	312
Net İşletme Sermayesi	62	(1)	(71)	(83)	(30)	28	65	91
NİS / Gaz Satışları	%9,0	-%0,1	-%6,3	-%3,1	-%1,2	%1,3	%3,1	%4,1
NİS Değişimi		(63)	(70)	(12)	54	57	37	26

Ticari alacaklar, satışı yapılan doğal gazla yönelik serbest ve serbest olmayan abonelerden alacakları içermektedir. Projeksiyon dönemi boyunca **ticari alacak gün sayısı 30** olarak öngörülmüştür.

Stokların büyük bir kısmı yatırım malzeme stokları, sayaçlar ve sarf malzemelerden oluşmaktadır. Stok gün sayısı hesaplamasında maddi duran varlıklar dikkate alınmış olup projeksiyon dönemi için **stok gün sayısı 3** olarak hesaplanmıştır.

Gelir tahakkukları gün sayısı projeksiyon dönemi için **25** olarak dikkate alınmıştır.

Ticari borçlar; doğal gaz alım tedarikçilerine ve diğer tedarikçilere olan borçları kapsamaktadır. BOTAŞ'a ödenmeyen ve mevcut durumda taksitlendirilerek ödenen borçlar NİS kapsamında ticari borç olarak dikkate alınmamıştır. Yıllık analizler sonucu ortalama doğal gaz alım sözleşmeleri için **ticari borç gün sayısı 65, diğer tedarikçilere için uygulanan borç gün sayısı 14** olarak hesaplanmaktadır.

Diğer kısa vadeli yükümlülüklerin giderlere oranı projeksiyon dönemi için **%1,8** olarak dikkate alınmıştır.

	2019	2020	2021	2022-2026
Alacak Gün Sayısı	38	29	32	30
Stok Gün Sayısı	2	3	4	3
Gelir Tahakkukları Gün Sayısı	44	28	16	27
Diğer Dönen Varlıklar Gaz Satışlarına Oranı %	%0,1	%0,0	%0,0	%0,0
D. Gaz Borç Gün Sayısı	98	81	74	65
Diğer Tedarikçiler Borç Gün Sayısı	11	14	19	14
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler Giderlere Oranı %	%0,6	%0,3	%0,8	1,6%

İndirgenmiş Nakit Akımları

KONYA

Gelir yaklaşımı kapsamında hesaplanan KONYA'nın 31 Mart 2022 itibarıyla imtiyaz sözleşmesi toplam değeri **995 milyon TL** olarak tahmin edilmektedir.

m TL	MY19	MY20	MY21	9A22	MY22	MY23	MY24	MY25	MY26 //	MY33
Gelirler	750	917	1,210	1,687	2,761	2,540	2,205	2,183	2,333	5,449
Satılan Doğal Gaz Maliyeti	(606)	(759)	(999)	(1,319)	(2,367)	(1,983)	(1,494)	(1,330)	(1,326)	(2,733)
Brüt Kar	144	158	211	368	394	557	711	853	1,007	2,716
Brüt Kar Marjı (%)	%19	%17	%17	%22	%14	%22	%32	%39	%43	%50
Genel Yönetim Giderleri	(20)	(24)	(33)		(45)	(65)	(80)	(93)	(106)	(237)
Faaliyet Giderleri	(29)	(34)	(42)	(56)	(59)	(87)	(110)	(133)	(155)	(434)
FAVÖK	95	100	137	254	290	406	521	627	747	2,045
FAVÖK Marjı (%)	%13	%11	%11	%15	%10	%16	%24	%29	%32	%38
Amortisman	(19)	(29)	(64)	(51)	(65)	(75)	(93)	(115)	(138)	(373)
FVÖK	75	71	73	203	225	331	428	512	608	1,673
FVÖK Marjı				%12	%8	%13	%19	%23	%26	%31
Kurumlar Vergisi				(5)		(38)	(60)	(76)	(96)	(242)
Amortisman (-)				51		75	93	115	138	373
Operasyonel Nakit Akımları				249		368	462	551	651	1,804
NİS Değişimi				(64)		(54)	(57)	(37)	(26)	(41)
Güvence Bedelî Değişimi				33		51	66	65	76	248
Yatırım Harcamaları				(191)		(260)	(440)	(516)	(537)	(938)
Serbest Nakit Akımları				26		106	30	63	163	1,073
AOSM				%71.7		%36.4	%26.8	%22.0	%18.7	%18.7
Kısmi Dönem Etkisi				1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Ortalama Dönem Etkisi				0.38		1.25	2.25	3.25	4.25	11.25
İndirgeme Oranı				0.82		0.57	0.43	0.35	0.29	0.09
İndirgenmiş Nakit Akımı				21		60	13	22	47	94

m TL	
İndirgenmiş Nakit Akımı (2022-2033)	708
Nihai DVT - Güvence B.	216
Net İşletme Sermayesi (2021)	(71)
İmtiyaz Sözleşmesi Değeri	995

m TL	
Nihai DVT	7,198
Güvence Bd.	4,505
Nihai DVT - Güvence B.	2,693
İskonto Faktörü	0.08
Değer	216

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

*9 aylık faaliyet giderleri genel yönetim + faaliyet giderlerini göstermektedir.

17 Ağustos 2022

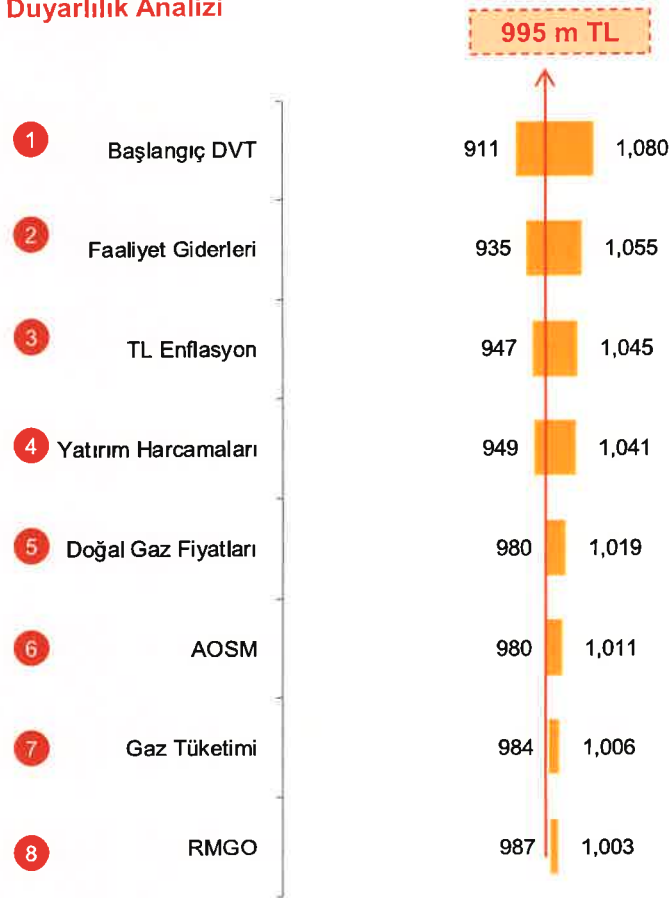
124

Gelir Yaklaşımı

Duyarlılık Analizi - Konya

KONYA'nın değerini etkileyen **baz düzenlenmiş varlık tabanı, AOSM, RMGO, faaliyet giderleri, gaz tüketimi, doğal gaz fiyatları RMGO, faaliyet giderleri ve yatırım harcamaları** parametreleri kullanılarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Bu kapsamda 31 Mart 2022 itibarıyla şirket değeri **911 milyon TL** ile **1,080 milyon TL** aralığında tahmin edilmiştir.

Duyarlılık Analizi



Değerleme çalışması kapsamında önemli parametrelerin Şirket değeri üzerindeki etkileri uygulanan duyarlılık analizi ile incelenmiştir.

- 2022 yılı dönem başı **düzenlenmiş varlık tabanının** baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek açıklanması
- Faaliyet Giderleri:** Tahmin edilen faaliyet giderlerinin projeksiyon dönemi boyunca baz duruma göre **%10** daha düşük veya yüksek olması
- TL Enflasyon:** TL enflasyon tahminlerinin değerlendirme çalışması kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **300 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Yatırım Harcamaları:** Projeksiyon dönemi boyunca yatırım harcamalarının baz duruma göre **%20** daha düşük veya yüksek olması
- Doğal Gaz Fiyatları:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen doğal gaz fiyatlarını baz duruma göre **%5** daha düşük veya daha yüksek olması
- AOSM:** Projeksiyon dönemindeki indirgeme oranının baz duruma göre **100 baz puan** daha düşük veya daha yüksek olması,
- Gaz Tüketim:** Projeksiyon dönemi boyunca tahmin edilen tüketim hacminin baz duruma göre **%10** daha düşük veya daha yüksek olması,
- RMGO:** EPDK tarafından belirlenen tarifeye esas RMGO'nun çalışma kapsamında dikkate alınan baz duruma göre **100 baz puan** düşük veya daha yüksek olması

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
125



Ekler

1	Sözleşme	127
2	Bilgi Kaynakları	130
3	Makroekonomik Varsayımlar	131
4	Doğal Gaz Fiyatı Tahminleri	132
5	AOSM	134
6	Varlık Betası	135
7	Risksiz Faiz Oranı	136
8	Bilanço	137
9	Gelir Tablosu	138
10	Kısaltmalar	139

Sözleşme (1/3)

PwC Yürütme Direktörü A.Ş.
Siyahıncı Sok. Cat. B.N. Plaza No: 48
8 Blok, Kat: 4. Kat
34397 Beşiktaş, İstanbul - Türkiye
www.pwc.com.tr
Telefon: +90 (0212) 306 6000
Faks: +90 (0212) 306 6000
E-posta: pw@pwcturkey.com.tr



GİZLİ & ÖZEL

Ahlacı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
İçişleri Mah. Yayıncı Sk. No: 3
İç Kapı No: 4 Katlı/Beşiktaş

11.05.2022

Sayın Yürütme Kurulu Üyesi,

Konu: Değerleme Hizmetlerinin Başlıca Değerlendirme Sözleşmesi

Bu sözleşme, Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. ("Ahlatcı" veya "İhaleci") ile PwC Yürütme Kurulu Üyesi ("Ahlatcı" veya "İhaleci") arasında aşağıda belirtilen şartlar ve koşullarda imzalanmıştır. Sözleşme, Ahlatcı'nın Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. tarafından gerçekleştirilen değerlendirmeler için Ahlatcı'ya danışmanlık hizmetleri sağlamak üzere imzalanmıştır.

1. Hizmetin Kapsamı

Değerleme çalışmaları, değerlendirme süreci boyunca gerekli olan ve aşağıda belirtilen hizmetleri kapsar. Değerleme çalışmaları ve diğer hizmetler aşağıda belirtilen şartlar ve koşullarda gerçekleştirilecektir. Değerleme çalışmaları, Ahlatcı'nın Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. tarafından gerçekleştirilen değerlendirmeler için Ahlatcı'ya danışmanlık hizmetleri sağlamak üzere imzalanmıştır.

2. Değerleme Yöntemleri

Değerleme çalışmaları aşağıda belirtilen yöntemler kullanılarak gerçekleştirilecektir. Değerleme çalışmaları, Ahlatcı'nın Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. tarafından gerçekleştirilen değerlendirmeler için Ahlatcı'ya danışmanlık hizmetleri sağlamak üzere imzalanmıştır.

3. Değerleme Yöntemleri

Değerleme çalışmaları aşağıda belirtilen yöntemler kullanılarak gerçekleştirilecektir. Değerleme çalışmaları, Ahlatcı'nın Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. tarafından gerçekleştirilen değerlendirmeler için Ahlatcı'ya danışmanlık hizmetleri sağlamak üzere imzalanmıştır.

PwC
1/3

3. Yürütme Kurulundan Sağlanan Bilgilerin Doğruluğu

Değerleme çalışmaları sırasında, İhaleci Yürütme Kurulundan sağlanan bilgilerin doğruluğunu, değerlendirme süreci boyunca Ahlatcı'nın sorumluluğunda tutacaktır. İhaleci Yürütme Kurulu tarafından sağlanan bilgilerin doğruluğunu, değerlendirme süreci boyunca Ahlatcı'nın sorumluluğunda tutacaktır.

4. Çalışma Planı ve Süresi

Değerleme çalışmaları aşağıda belirtilen süre ve saatler içinde gerçekleştirilecektir. Değerleme çalışmaları, Ahlatcı'nın Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. tarafından gerçekleştirilen değerlendirmeler için Ahlatcı'ya danışmanlık hizmetleri sağlamak üzere imzalanmıştır.

5. Değerleme Yöntemleri

Değerleme çalışmaları aşağıda belirtilen yöntemler kullanılarak gerçekleştirilecektir. Değerleme çalışmaları, Ahlatcı'nın Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. tarafından gerçekleştirilen değerlendirmeler için Ahlatcı'ya danışmanlık hizmetleri sağlamak üzere imzalanmıştır.

6. Devri

Değerleme çalışmaları aşağıda belirtilen yöntemler kullanılarak gerçekleştirilecektir. Değerleme çalışmaları, Ahlatcı'nın Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. tarafından gerçekleştirilen değerlendirmeler için Ahlatcı'ya danışmanlık hizmetleri sağlamak üzere imzalanmıştır.

7. Sorumlulukların Kesilmesi

PwC, değerlendirme süreci boyunca, değerlendirme süreci boyunca sağlanan bilgilerin doğruluğunu, değerlendirme süreci boyunca Ahlatcı'nın sorumluluğunda tutacaktır. Değerleme çalışmaları, Ahlatcı'nın Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. tarafından gerçekleştirilen değerlendirmeler için Ahlatcı'ya danışmanlık hizmetleri sağlamak üzere imzalanmıştır.

8. Değerleme Hizmetlerinin Ahlatcıya Görevli Kurulardan ("Ahlatcıya Görevli Kurulardan")

Değerleme çalışmaları, Ahlatcı'nın Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. tarafından gerçekleştirilen değerlendirmeler için Ahlatcı'ya danışmanlık hizmetleri sağlamak üzere imzalanmıştır.

9. Özet ve Değerlendirme

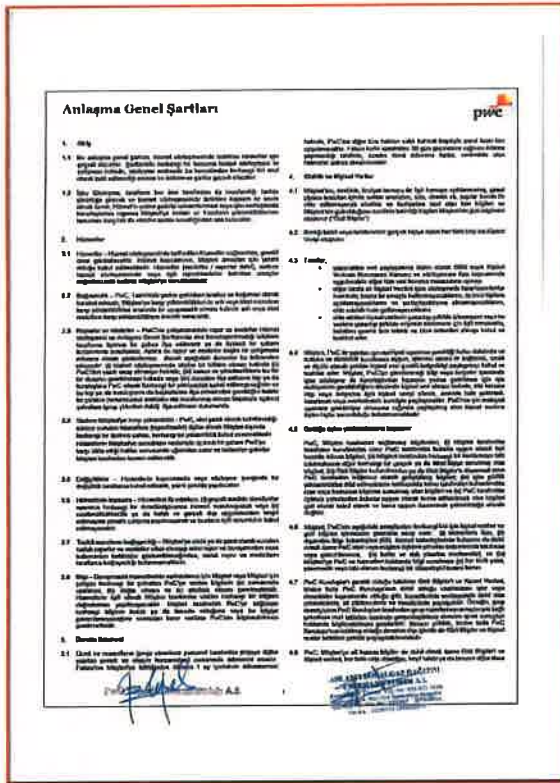
Değerleme çalışmaları, Ahlatcı'nın Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. tarafından gerçekleştirilen değerlendirmeler için Ahlatcı'ya danışmanlık hizmetleri sağlamak üzere imzalanmıştır.

10. Diğer Konular

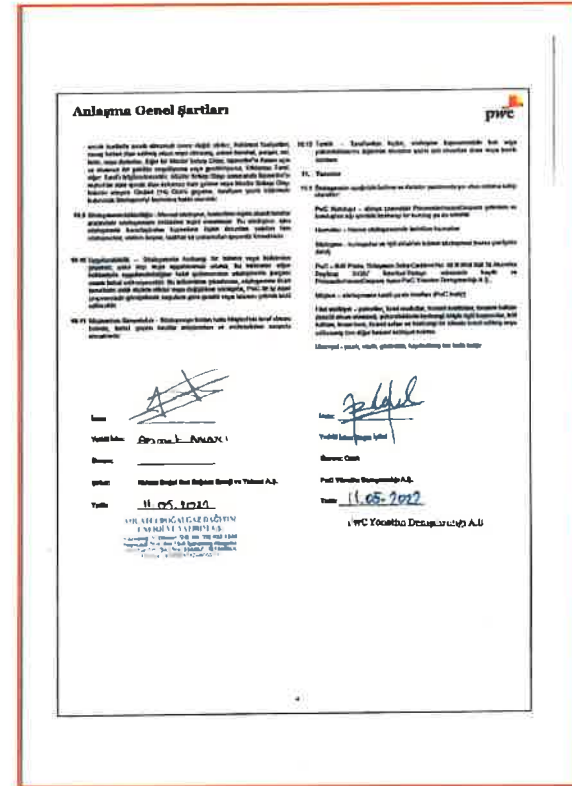
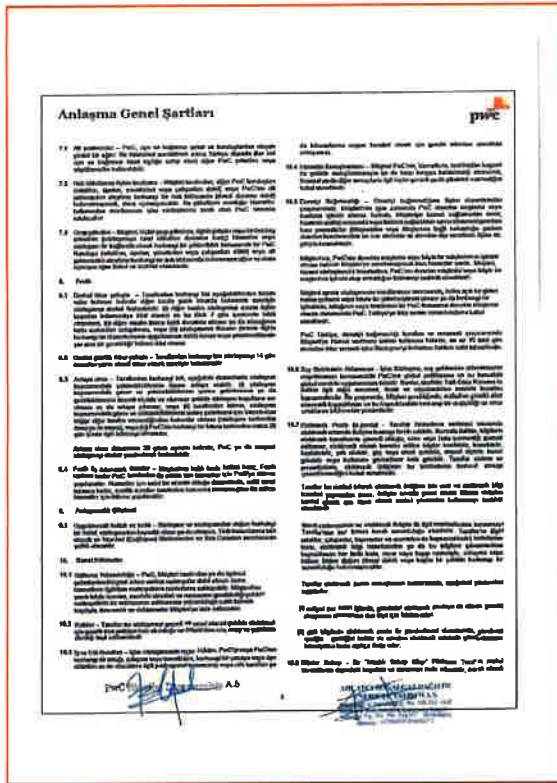
Değerleme çalışmaları, Ahlatcı'nın Ahlatcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş. tarafından gerçekleştirilen değerlendirmeler için Ahlatcı'ya danışmanlık hizmetleri sağlamak üzere imzalanmıştır.

PwC
3/3

Sözleşme (2/3)



Sözleşme (3/3)



Bilgi Kaynakları

Veri	Açıklama
Mali Tablolar	<ul style="list-style-type: none">• TMS/TFRS'ye uygun, bağımsız denetimden geçmiş 31.12.2019, 31.12.2020, 31.12.2021 tarihli mali tablolar• 31.12.2019, 31.12.2020 ve 31.12.2021 tarihli VUK mali tablolar ve detay mizanlar• 2022 yılının ilk 3 aylık dönemine ait aylık VUK mali tablolar
Operasyonel ve Diğer Temel Bilgiler	<ul style="list-style-type: none">• Gaz tüketim hacimleri (2019 – 2038 dönemlerini kapsayan)• Abone ve gaz kullanıcı sayıları (2020– 2038 dönemlerini kapsayan)• Personel sayıları (2020 – 2021 dönemlerini kapsayan)• Toplam Hat Uzunlukları (2020 – 2021 dönemlerini kapsayan)• Sayaç Sayıları (2019 – 2021 dönemlerini kapsayan)• Sistem kullanım bedelleri• Birinci ve İkinci dönem tarife tabloları• Yıllık bazda gerçekleşen ve projeksiyon döneminde planlanan yatırım tutarları ve detayları
Halka Açık Kaynaklar	<ul style="list-style-type: none">• IMF World Economic Outlook Database• World Bank• Capital IQ

Makroekonomik Varsayımlar

Enflasyon

%	2021	2022	2023	2024	2025	2026
TL Enflasyon - Dönem Sonu	%36.1	%71.6	%29.9	%19.6	%15.1	%12.2
TL Enflasyon - Ortalama	%19.4	%74.1	%43.0	%22.1	%17.5	%13.7
USD Enflasyon - Dönem Sonu	%7.0	%7.0	%3.9	%2.1	%2.0	%2.0
USD Enflasyon - Ortalama	%4.7	%8.0	%4.0	%2.3	%2.0	%2.0

Döviz Kurları

	2021	2022	2023	2024	2025	2026
TL / USD - Dönem Sonu	12.98	20.00	27.53	32.93	37.94	42.30
TL / USD - Ortalama	8.86	16.49	23.76	30.23	35.44	40.12

Kurumlar Vergisi

%	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Kurumlar Vergisi Oranı	%25	%23	%20	%20	%20	%20

Kaynak: IMF, Bloomberg, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
131

Doğal Gaz Fiyatı Tahminleri

Kısa Vade

BOTAŞ Doğal Gaz Tarifeleri (2022)

	Serbest Olmayan Konut	Serbest (<300K m ³)	Serbest (>300K m ³)
Ocak	1.86	2.23	6.30
Şubat	1.86	2.23	6.30
Mart	1.86	2.23	6.30
Nisan	2.51	3.35	9.45
Mayıs	2.51	3.35	9.45
Haziran	3.26	4.69	10.42
Temmuz	3.26	4.69	10.42
Ağustos	3.26	4.69	10.42
Eylül	4.08	5.86	13.02
Ekim	4.08	5.86	13.02
Kasım	4.08	5.86	13.02
Aralık	4.08	5.86	13.02
Ortalama Tarife (TL/m³)	2.64	3.52	8.84

BOTAŞ Doğal Gaz Tarifeleri tablosunda boyalı satırlar BOTAŞ tarafından açıklanan tarife tutarlarını, geri kalan satırlar ise PwC tahminlerini göstermektedir. Yıllık ortalama maliyet, aylık rakamların, 2019-2021 yılları arasındaki Türkiye'deki gaz tüketiminin aylık dağılımının ortalamaları ile ağırlıklandırılması ile hesaplanmıştır.

Kaynak: BOTAŞ, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
132

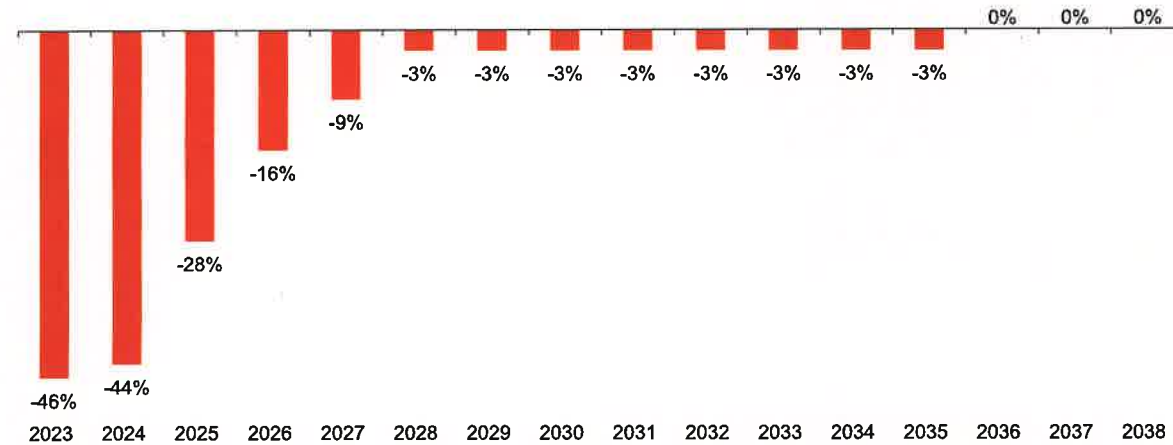
Doğal Gaz Fiyatı Tahminleri

Uzun Vade

IMF Doğal Gaz Fiyatı Tahminleri, Nisan 2022

IMF Tahminleri	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Doğal Gaz - Avrupa (\$/MMBtu)	48.2	26.1	14.7	10.6	8.9	8.1
Değişim %		-46%	-44%	-28%	-16%	-9%

PwC Değerleme Çalışması Doğal Gaz Fiyat Değişimi Tahminleri, (2023-2039, %)



Değerleme çalışmasında 2023 – 2027 yılları arasında doğal gaz maliyetinin nasıl değişeceğinin tahmin edilmesi aşamasında IMF'nin Avrupa Bölgesi \$ bazlı fiyat tahminleri dikkate alınmıştır. Uzun vadeli gaz fiyatı değişim tahminleri için ise Dünya Bankası'nın 2021 yılı Ekim ayında yayınlamış olduğu Commodities Price Forecast yayınından faydalanılmıştır. Dünya Bankası tahminlerine göre 2035 yılında doğal gaz fiyatının \$/Mmbtu cinsinden 6,5 seviyesinde gerçekleşmesi beklenmektedir. 2035 yılı sonrasında dair doğal gaz fiyatının nominal olarak aynı seviyede kalacağı tahmin edilmektedir.

Kaynak: IMF, Dünya Bankası, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
133

Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti

Parametre	Hesaplama	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2039
Risksiz Faiz Oranı (RFO)	a	%73.8	%34.8	%24.5	%19.3	%15.8	%15.7
Varlık Betası	b	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53	0.53
Borç/Sermaye Oranı	c	%56.3	%56.3	%56.3	%56.3	%56.3	%56.3
Hedef Kaldıraç Oranı	$d=(1/(1+1/c))$	%36.0	%36.0	%36.0	%36.0	%36.0	%36.0
Sermaye Betası	$e=b*(1+c*(1-j))$	0.76	0.77	0.77	0.77	0.77	0.77
Piyasa Risk Primi (PRP)	f	%6.5	%6.5	%6.5	%6.5	%6.5	%6.5
Sermaye Maliyeti	$g=a+e*f$	%78.8	%39.9	%29.5	%24.3	%20.8	%20.8
Vergi Oranı	h	%23.0	%20.0	%20.0	%20.0	%20.0	%20.0
Borç Primi	i	%3.0	%3.0	%3.0	%3.0	%3.0	%3.0
Borç Maliyeti	$j=(a+i)*(1-h)$	%59.2	%30.3	%22.0	%17.9	%15.0	%15.0
AOSM	$k=j*d+g*(1-d)$	%71.7	%36.4	%26.8	%22.0	%18.7	%18.7

Açıklama

Çalışma kapsamında kullanılan RFO tahmin yöntemi bir sonraki sayfada ayrıntılı olarak açıklanmıştır.

Karşılaştırılabilir şirket analizi dikkate alınarak hesaplanmıştır. Miller - Modigliani formülü:

$\text{Varlık Betası} = \text{Sermaye Betası} / (1 + \text{Borç} / \text{Sermaye} * (1 - \text{Vergi Oranı}))$

Karşılaştırılabilir şirket analizi sonuçları dikkate alınarak tahmin edilmiştir.

$\text{Hedef Kaldıraç Oranı} = \text{Borç} / (\text{Borç} + \text{Sermaye})$

$\text{Sermaye Betası} = \text{Varlık Betası} * (1 + \text{B} / \text{S} * (1 - \text{Vergi Oranı}))$

PwC analizlerine dayanarak PRP %6,5 olarak tahmin edilmiştir (Hisse senedi piyasası ortalama kazancı ile ortalama risksiz tahvil getirisi arasındaki geçmiş verilere dayanan fark).

Sermaye Maliyeti = (RFO) + Beta x (PRP)

Türkiye Kurumlar Vergisi olarak dikkate alınmıştır.

Tahmini düzeltilmiş borçlanma primi dikkate alınmıştır.

Borç Maliyeti = (RFO + Borç Primi)*(1-Vergi Oranı)

AOSM = [(Sermaye maliyeti * (1-Borç/(Borç + Sermaye)))] + [Borç maliyeti *(Borç/(Borç + Serma

Varlık Betası

Şirket Adı	Ülke	Sermaye Betası	Piyasa Değeri (USD m)	5 yıllık Ort. Borç/Sermaye	Vergi Oranı (%)	Varlık Betası
Enerjisa Enerji A.Ş.	Türkiye	0.97	1,115	%102	%20	0.53
Baskent Doğalgaz Dağıtım Gayrimenkul Yatırım C	Türkiye	3.72	638	%10	%20	3.44
Ortalama		0.97	877	%56	%20	0.53

Varlık betası hesaplamasında Türkiye'de halka açık, elektrik ve doğal gaz dağıtım alanlarında faaliyeti bulunan şirketler dikkate alınmıştır. Varlık betası analizi sonuçları incelendiğinde Başkent Dağol Gaz Dağıtım şirketi için ortaya çıkan varlık betasının anlamlı bir gösterge olmadığına kanaat getirilmiştir.

Değerleme çalışması kapsamında dikkate alınacak varlık betası sadece Enerjisa Enerji A.Ş.'nin analiz sonuçları dikkate alınarak, 0,53 olarak belirlenmiştir. Borç/sermaye oranının hesaplanması aşamasında ise analizde dikkate alınmış her iki şirket geçmiş 5 yıllık ortalama borç/sermaye oranları (%56) kullanılmıştır.

Risksiz Faiz Oranı Dolaylı Tahmin Metodu

Yöntem 1



Yöntem 2



Hesaplama Yöntemi

Çalışma kapsamında kullanılan RFO oranları; yandaki şekilde gösterilen **iki yöntemin ortalaması** hesaplanarak tahmin edilmiştir. Hesaplama kullanılan unsurların tahminlere yönelik izlenmiş yöntemden aşağıda bahsedilmektedir:

- 1 Risksiz Getiri Bazı :** Risksiz getiri bazı olarak; 30 yıl vadeli \$ cinsinden normalize ABD Hazinesi Tahvil Getirisi (%3,0) ve reel faiz oranı dikkate alınmıştır. Söz konusu getiri belirlenirken piyasadaki mevcut getiri oranlarının uzun vadeli beklentilerin bir göstergesi olmayacağı varsayımı altında uzun dönem reel faiz ve büyüme tahminleri dikkate alınmıştır.
- 2 Ülke/Bölge Risk Primleri:** Bu analiz kapsamında, Türkiye için ülke risk primi dikkate alınmıştır. Ülke risk primi tahmin edilirken, Türkiye'nin gerçekleşmiş 5 yıllık \$ cinsinden ortalama CDS primleri ile ABD 5 yıllık ortalama CDS primi karşılaştırılmış, aradaki farkın Türkiye'nin risk priminin göstergesi olacağı varsayılmıştır.
- 3 Enflasyon Farkı:** ABD ile Türkiye enflasyon tahminleri arasındaki fark dikkate alınmıştır.
- 4 Enflasyon Tahmini:** 2021 yılı için %36,1 olarak gerçekleşirken, 2022 yılı için %71,6 öngörülen enflasyon tahmini dikkate alınmıştır.
- 5 Reel Faiz Oranı:** 2022 yılı için %0, 2023 yılı için %3, 2024 yılı için %2,5, takip eden yıllar için ise %2 olarak dikkate alınan reel faiz oranıdır.

VUK Bilanço – 2021

Enerya Geçmiş Mali Tablolar

	Aksaray	Antalya	Aydın	Denizli	Ereğli	Erzincan	Kapadokya	Karaman	Konya
(m TL)	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021
Nakit Ve Nakit Benzerleri	11,9	25,0	22,5	45,1	6,1	8,4	16,4	4,1	117,8
Ticari Alacaklar	31,4	73,8	56,8	124,4	18,9	26,0	43,8	26,9	156,4
Diğer Alacaklar	0,1	0,1	0,1	2,5	0,1	0,0	0,2	0,0	1,2
Stoklar	34,2	4,3	2,6	95,4	10,9	1,9	2,6	30,0	159,7
Gelir Tahakkukları	5,8	19,0	6,1	24,1	3,5	12,6	27,8	5,5	46,8
Diğer Dönen Varlıklar	1,7	11,7	11,7	6,0	0,4	3,5	3,7	2,1	20,7
Dönen Varlıklar	85,2	134,0	99,7	297,5	39,9	52,5	94,4	68,6	502,4
Ticari Alacaklar	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Maddi Duran Varlıklar	145,8	493,0	309,2	351,4	59,3	167,8	193,2	102,0	691,4
Maddi Olmayan Duran Varlıklar	3,4	8,3	6,0	4,7	0,8	2,4	2,3	1,4	12,8
Gider Tahakkukları	0,2	0,5	0,5	0,7	0,1	0,4	0,4	0,1	1,3
Duran Varlıklar	149,4	501,8	315,7	357,0	60,2	170,6	195,9	103,9	705,7
Toplam Varlıklar	234,6	635,8	415,4	654,5	100,0	223,1	290,3	172,2	1.208,0
Ticari Borçlar	42,0	110,6	84,1	156,8	25,1	60,9	79,8	40,4	277,5
Diğer Borçlar	31,7	85,9	69,1	71,1	7,3	37,0	28,2	16,6	171,4
Vergi Yükümlülükleri	1,6	5,3	3,2	4,2	0,8	1,9	2,2	1,2	7,2
Gider Tahakkukları	2,6	7,0	5,7	12,7	0,6	3,0	2,4	1,4	13,9
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	2,2	7,1	5,4	3,5	0,5	0,1	0,2	0,2	5,2
Kısa Vadeli Yükümlülükler	80,0	215,9	167,5	248,3	34,4	102,9	112,8	59,8	475,2
Mali Borçlar	-	-	-	-	-	-	0,5	-	-
Güvence Bedelleri	46,9	70,1	59,9	128,0	18,9	36,6	71,4	33,1	252,6
Diğer Uzun Vadeli Yükümlülükler	0,8	1,6	1,2	2,2	0,7	0,9	1,5	0,6	3,5
Uzun Vadeli Yükümlülükler	47,7	71,7	61,1	130,2	19,6	37,5	73,4	33,8	256,1
Ödenmiş Sermaye	6,0	60,0	30,0	36,0	10,0	9,0	14,0	8,0	10,2
Sermaye Yedekleri	57,8	220,8	125,3	162,7	28,4	69,7	86,9	48,6	278,1
Kar Yedekleri	-	0,6	-	2,0	0,0	-	5,3	-	8,2
Geçmiş Yıllar Karları	42,3	60,6	27,7	70,7	11,8	14,8	-	22,9	173,8
Geçmiş Yıllar Zararları (-)	(4,0)	(9,3)	(8,6)	-	(5,0)	(2,5)	-	-	-
Net Dönem Karı	4,7	15,7	12,4	4,7	0,7	(8,3)	(2,1)	(0,9)	6,3
Özkaynaklar	106,8	348,3	186,8	276,0	46,0	82,7	104,1	78,6	476,7
Toplam Yükümlülükler	234,6	635,8	415,4	654,5	100,0	223,1	290,3	172,2	1.208,0

	Aksaray	Antalya	Aydın	Denizli	Ereğli	Erzincan	Kapadokya	Karaman	Konya
(m TL)	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021	31.12.2021
Net İşletme Sermayesi									
Ticari Alacaklar	31,4	73,8	56,8	124,4	18,9	26,0	43,8	26,9	156,4
Diğer Alacaklar	0,1	0,1	0,1	2,5	0,1	0,0	0,2	0,0	1,2
Stoklar	34,2	4,3	2,6	95,4	10,9	1,9	2,6	30,0	159,7
Gelir Tahakkukları	5,8	19,0	6,1	24,1	3,5	12,6	27,8	5,5	46,8
Diğer Dönen Varlıklar	1,7	11,7	11,7	6,0	0,4	3,5	3,7	2,1	20,7
Dönen Varlıklar	73	109	77	252	34	44	78	64	385
Düzeltilmeler	34	12	12	97	10	3	4	31	170
Düzeltilmiş Dönen Varlıklar	39	97	65	155	24	41	74	33	215
Ticari Borçlar	42,0	110,6	84,1	156,8	25,1	60,9	79,8	40,4	277,5
Diğer Borçlar	31,7	85,9	69,1	71,1	7,3	37,0	28,2	16,6	171,4
Vergi Yükümlülükleri	1,8	5,3	3,2	4,2	0,8	1,9	2,2	1,2	7,2
Gider Tahakkukları	2,6	7,0	5,7	12,7	0,6	3,0	2,4	1,4	13,9
Diğer Kısa Vadeli Yükümlülükler	2,2	7,1	5,4	3,5	0,5	0,1	0,2	0,2	5,2
Kısa Vadeli Yabancı Kaynaklar	80	215	168	248	34	103	113	60	475
Düzeltilmeler	37	100	80	87	9	40	30	18	190
Düzeltilmiş Kısa Vadeli Yabancı Kaynakları	43	116	87	161	25	63	83	42	285
Düzeltilmiş Nis	(4)	(19)	(22)	(8)	(1)	(22)	(9)	(9)	(70)

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
137

VUK Gelir Tablosu - 2021

Enerjya Geçmiş Mali Tablolar

	Aksaray	Antalya	Aydın	Denizli	Ereğli	Erzincan	Kapadokya	Karaman	Konya
(m TL)	MY21	MY21	MY21	MY21	MY21	MY21	MY21	MY21	MY21
Net Satışlar	202	425	355	750	117	164	333	179	1,209
Satışların Maliyeti	(179)	(361)	(306)	(703)	(110)	(156)	(320)	(172)	(1,132)
Brüt Kar	23	64	49	47	7	8	14	7	77
Faaliyet Giderleri (-)	(2)	(5)	(3)	(6)	(1)	(2)	(2)	(2)	(8)
Esas Faaliyet Karı	21	59	46	41	6	5	11	6	69
Diğer Faal.Olağan Gelir Ve Kârlar	2	3	2	12	1	3	3	2	24
Diğer Faal.Olağan Gider Ve Zararlar	(3)	(3)	(2)	(9)	(1)	(2)	(3)	(2)	(14)
Finansman Giderleri	(11)	(29)	(25)	(28)	(3)	(12)	(9)	(4)	(54)
Olağan Kar veya Zarar	10	30	22	16	3	(6)	2	1	26
Olağandışı Gelir Ve Kârlar	1	1	1	1	0	1	1	0	1
Olağandışı Gider Ve Zararlar (-)	(3)	(8)	(5)	(9)	(1)	(3)	(5)	(2)	(16)
Vergi Öncesi Karı	7	23	18	8	1	(8)	(2)	(1)	11
Vergi Gelir / (Gideri)	(2)	(7)	(5)	(3)	(1)	-	(0)	(0)	(5)
Dönem Net Karı	5	16	12	5	1	(8)	(2)	(1)	6

Kaynak: Şirket Yönetimi, PwC Analizi

Ahlatıcı Doğal Gaz Dağıtım Enerji ve Yatırım A.Ş.
PwC

Gizli ve Özel

17 Ağustos 2022
138

Kısaltmalar (1/2)

Terim	Tanım	Terim	Tanım
\$ / USD	Amerikan Doları	IMF	Uluslararası Para Fonu
%	Yüzde	İNA	İndirgenmiş Nakit Akımları
a.d.	Anlamı Değil	K	Bin
A.Ş.	Anonim Şirketi	km	Kilometre
ABD	Amerika Birleşik Devletleri	m	Milyon
AOSM	Ağırlıklı Ortalama Sermaye Maliyeti	m³ / Sm³	Metreküp / Standart metreküp
BVT	Başlangıç Varlık Tabanı	m.d.	Mevcut Değil
DVT	Düzeltilmiş Varlık Tabanı	MGT	Makul Getiri Tutarı
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu	MMBtu	Milyon British thermal unit
FAVÖK	Faiz, Amortisman ve Vergi Öncesi Kar	MY	Mali Yıl
FVÖK	Faiz ve Vergi Öncesi Kar	NİS	Net İşletme Sermayesi
PRP	Piyasa Risk Primi	Ort.	Ortalama

Kısaltmalar (2/2)

Terim	Tanım
RFO	Risksiz Faiz Oranı
PwC	PriceWaterhouseCoopers
SKB	Sistem Kullanım Bedeli
ŞD	Şirket Değeri
ŞRP	Şirket Risk Primi
TL	Türk Lirası
TÜFE	Tüketici Fiyat Endeksi
ÜFE	Üretici Fiyat Endeksi
VUK	Vergi Usul Kanunu
VSIG	Verimlilik Sonrası İşletme Gideri
YBBO	Yıllık Bileşik Büyüme Oranı



© 2022 PwC Türkiye. Tüm hakları saklıdır. Bu belgede PwC ifadesi, PwC ağını veya PwC ağının üyesi olan bağımsız ve farklı tüzel kişiliklerden oluşan PwC Türkiye'yi ifade etmektedir. Daha detaylı bilgi için www.pwc.com/structure adresini ziyaret edebilirsiniz.»

Gizli ve Özel